

GUSTAVO AZEVEDO XAVIER

**SIMULAÇÃO DE MICRO-REDES DE ENERGIA ELÉTRICA COM GERAÇÃO
FOTOVOLTAICA E ARMAZENAMENTO DE ENERGIA**

Dissertação apresentada à
Universidade Federal de Viçosa, como
parte das exigências do Programa de
Pós-Graduação em Engenharia Agrícola,
para obtenção do título de *Magister
Scientiae*.

VIÇOSA
MINAS GERAIS – BRASIL
2011

GUSTAVO AZEVEDO XAVIER

**SIMULAÇÃO DE MICRO-REDES DE ENERGIA ELÉTRICA COM GERAÇÃO
FOTOVOLTAICA E ARMAZENAMENTO DE ENERGIA**

Dissertação apresentada à
Universidade Federal de Viçosa, como
parte das exigências do Programa de
Pós-Graduação em Engenharia Agrícola,
para obtenção do título de *Magister
Scientiae*.

APROVADA : 26 de julho de 2011.

Prof. Paulo Marcos de Barros Monteiro
(Co-orientador)

Prof. Tarcísio de Assunção Pizziolo

Prof. Aristides Ribeiro

Prof. Roberto Precci Lopes

Delly Oliveira Filho
(Orientador)

À minha família

AGRADECIMENTOS

A Deus pela vida, sustento, graça e misericórdia.

Ao Professor Delly Oliveira Filho pela orientação e participação indispensável neste trabalho.

Aos Professores José Helvecio Martins, Paulo Marcos de Barros Monteiro e Antônia Sônia Alves Cardoso Diniz, meus coorientadores.

À minha família por sempre me apoiar.

A Gilcianny por sempre me incentivar.

Aos amigos de república e da Primeira Igreja Batista de Viçosa.

Aos amigos do Departamento de Engenharia Agrícola.

BIOGRAFIA

GUSTAVO AZEVEDO XAVIER nasceu em Coronel Fabriciano, Minas Gerais, filho de Eli Rodrigues Xavier e Laurinda Azevedo Xavier.

Cursou a educação básica no Colégio João Calvino.

Em 2003, ingressou no curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Viçosa, UFV, em Viçosa, MG, graduando-se em janeiro/2009.

Em agosto de 2009 ingressou no programa de Pós-Graduação, em nível de Mestrado, em Engenharia Agrícola, na Área de Energia, da UFV, submetendo-se à defesa da dissertação em julho de 2011.

SUMÁRIO

RESUMO.....	viii
ABSTRACT	ix
1.INTRODUÇÃO	1
1.1 Situação energética do Brasil.....	3
1.2 Potencial Solar Fotovoltaico do Brasil	5
1.3 Políticas.....	8
1.4 Geração distribuída utilizando sistemas fotovoltaicos no Brasil	10
1.5 Comercialização de Energia Elétrica.....	13
1.6 Pesquisas sobre micro-redes no mundo	14
2. OBJETIVOS.....	18
3. MATERIAIS E MÉTODOS.....	18
3.1 Dimensionamento do sistema	18
3.1.1 Modelo para o gerador fotovoltaico	18
3.1.2 Radiação	20
3.1.3 Modelo da bateria.....	24
3.1.4 Caracterização das cargas.....	24
3.1.5 Dimensionamento de sistemas fotovoltaicos.....	25
3.2 Topologias.....	25
3.3 Análises.....	26
3.3.1 Aspectos econômicos de micro-redes.....	27
3.3.2 Aspectos de sustentabilidade de micro-redes	28
3.4 Estudo de caso.....	29
4. RESULTADOS E DISCUSSÃO	29
4.1 Dimensionamento do sistema fotovoltaico	29
4.2 Análise das diferentes topologias.....	35
4.3 Análises econômicas e de sustentabilidade	43
4.4 Estudo de caso.....	50
5. CONCLUSÕES.....	52
6. BIBLIOGRAFIA.....	54
7. ANEXO	59

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Cenário para o consumo energético mundial até 2060	2
Figura 2: Matriz energética brasileira, 2008	4
Figura 3: Fontes de energia elétrica para o Brasil	5
Figura 4: Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica real (modelo de um diodo)	18
Figura 5: Dados de irradiância horária para todos os dias do ano, para Viçosa, MG simulados a partir de dados horários de 20 anos no plano inclinado (A) e em superfície horizontal (B).....	30
Figura 6: Curva característica do gerador KC80 obtidas por simulação, para temperatura de 25°C.....	31
Figura 7: Curva característica do gerador KC80 obtida por simulação, para temperatura de 25°C.....	31
Figura 8: Potência gerada em função da irradiação e temperatura, para Viçosa, MG.....	32
Figura 9: Curva de carga de um dia em uma residência	33
Figura 10: Potência gerada em função da irradiação e temperatura	35
Figura 11: Balanço entre energia gerada e consumida em uma residência no período de um ano	37
Figura 12: Quantidade de energia utilizada de fonte externa para uma residência.....	38
Figura 13: Excedente de energia gerada para uma residência.....	39
Figura 14: Demanda de energia de um consumidor sem utilizar o excedente da micro-rede	40
Figura 15: Demanda de energia de um consumidor após utilizar o excedente da micro-rede	40
Figura 16: Energia fotovoltaica não consumida a micro-rede na topologia 1.....	41
Figura 17: Energia fotovoltaica não consumida na micro-rede na topologia 2.....	42
Figura 18: Valores medidos de potência instantânea do PVB da UFV entre os dias 06/04/2010 e 20/04/2010.....	51

LISTA DE QUADROS

Quadro 1: Fatores de capacidade para o Brasil	6
Quadro 2: Energia específica em alguns países	6
Quadro 3: Sistemas fotovoltaicos conectados à rede no Brasil	11
Quadro 4: Relação de principais grupos de pesquisa sobre geração distribuída de energia elétrica no mundo	17
Quadro 5: Parâmetros para análise econômica	27
Quadro 6: Conjunto de cargas para dimensionamento do sistema da residência típica considerada	33
Quadro 7: Descrição das baterias	34
Quadro 8: Características do gerador fotovoltaico modelo KC80.....	34
Quadro 9: Resultado do dimensionamento dos geradores	34
Quadro 10: Custo da instalação do sistema fotovoltaico com armazenamento para uma residência.....	43
Quadro 11: Quantidade e valores negociados pelos proprietários dos geradores	44
Quadro 12: Valores médios anuais para um proprietário de sistema de geração.	44
Quadro 13: VPL e TIR para as três topologias	45
Quadro 14: VLP e TIR para as três topologias com previsão de redução em 20%, 40% e 60% no preço dos equipamentos	45
Quadro 15: Efeito da variação do aumento da energia acima da inflação.....	46
Quadro 16: Efeito da variação do custo de oportunidade	46
Quadro 17: VLP e TIR para as três topologias para um sistema sem armazenamento	47
Quadro 18: Análise da variação do preço em R\$/kWh da energia vendida à concessionária	48
Quadro 19: Índice de sustentabilidade	50
Quadro 20: Geradores e baterias dimensionados para o PVB	51
Quadro 21: Planilha para o cálculo do consumo de cargas	59
Quadro 22: Planilha para a determinação da corrente e ângulo de inclinação do arranjo fotovoltaico	60
Quadro 23: Planilha para o dimensionamento do banco de baterias	61
Quadro 24: Planilha para o dimensionamento do arranjo fotovoltaico	62
Quadro 24: Planilha para o dimensionamento do arranjo fotovoltaico (cont).....	63
Quadro 26: Planilha para especificação do controlador de carga	64
Quadro 27: Planilha para especificação dos dispositivos de condicionamento de potência	65

RESUMO

XAVIER, Gustavo Azevedo, M.Sc., Universidade Federal de Viçosa, julho de 2011. **Micro-redes de energia elétrica com geração fotovoltaica e armazenamento de energia.** Orientador: Delly Oliveira Filho. Coorientadores: José Helvecio Martins, Paulo Marcos de Barros Monteiro e Antônia Sônia Alves Cardoso Diniz.

No presente trabalho foi simulado e avaliado o uso de energia solar fotovoltaica e seu armazenamento em baterias em sistemas chamados micro-redes. No modelo de micro-rede proposto, consumidores residenciais proprietários de sistemas fotovoltaicos se unem a outros consumidores sem geração própria, de forma que seja possível a comercialização do excedente gerado. Foram estudadas diferentes topologias de micro-redes e analisado o retorno do investimento em diferentes situações. Os dados de radiação simulados estocasticamente, considerando o comportamento estatístico de uma série de 20 anos dos dados de radiação para a cidade de Viçosa, MG para o período de um ano. Com os dados simulados e a modelagem dos geradores fotovoltaicos foi calculada a potência elétrica de saída dos painéis solares. As cargas das residências foram estimadas determinando-se primeiramente os equipamentos elétricos instalados e a seguir foi utilizada uma metodologia para traçar a curva de carga também de maneira estocástica, a fim de simular o mais fielmente possível a curva de carga. Sabendo-se a carga e a quantidade de energia gerada e considerando as baterias completamente carregadas no início das simulações, foi possível realizar o balanço de energia do sistema. Calculando-se a quantidade de energia excedente a cada instante, foram calculados o fluxo de caixa da micro-rede e feitas as análises econômicas para estudar a viabilidade econômica do sistema. As análises mostraram que os preços praticados atualmente no Brasil inviabilizam a utilização da energia solar fotovoltaica. Foram feitas análises de sensibilidade variando alguns parâmetros econômicos para saber em qual situação o investimento será viável. Foram também analisados aspectos estratégicos, ecológicos e de enquadramento tarifário e de legislação que podem vir a colaborar para que sistemas fotovoltaicos de micro redes se tornem viáveis.

ABSTRACT

XAVIER, Gustavo Azevedo, M.Sc., Universidade Federal de Viçosa, July, 2011. **Electrical Energy micro-grid with photovoltaic generation and energy storage.** Adviser: Delly Oliveira Filho. Co-advisers: José Helvecio Martins, Paulo Marcos de Barros Monteiro and Antônia Sônia Alves Cardoso Diniz.

In the present work it was simulated and evaluated the use of photovoltaic solar energy and its battery storage in systems called micro-grids. In the proposed micro-grid model, residential consumers owners of photovoltaic systems unite to other consumers without their own generation units, so it is possible to trade the surplus generated energy. Different topologies of micro-grids were studied and analyzed the return on investment in different situations. Stochastic data of radiation were simulated for the city of Viçosa/MG for the period of one year, that is considering the statistic behavior of a series of 20 of years. With simulated data and modeling of photovoltaic generators were calculated the output power of the solar panels. The loads of residential consumers were estimated by determining the electrical equipment installed and then was used a methodology for plotting the load stochastically as well, this was done in order to simulate with fidelity the load curve. Knowing the load and the amount of energy generated and considering the batteries fully charged at the beginning of the simulations, it was possible to perform the energy balance of the system. Knowing the amount of the excess energy at every moment, was calculated the cash flow of the microgrids and the economic analysis was done to study the feasibility of the system. The analysis showed that current prices in Brazil prevent the use of solar photovoltaic energy. Analysis were performed by varying some economic parameters to determine when the investment becomes feasible. Different aspects such as: strategic, tariff and legislation were analysed to check the possibility of such aspects to collaborate that photovoltaic systems in micro-grids become feasible.

1. INTRODUÇÃO

A maior parte da eletricidade produzida atualmente no mundo é gerada em sistemas centralizados, baseando-se em grandes usinas movidas a combustíveis fósseis ou energia nuclear. Mudanças na forma operacional e regulamentar das usinas tradicionais geradoras de eletricidade e o surgimento de sistemas de geração de energia de baixa potência, bem como de conexão à rede, têm aberto oportunidades para geração de energia próximo à carga pelos próprios consumidores, ou seja, a geração distribuída de energia elétrica (LASSETER *et al.*, 2002).

No Brasil, a maior parte da geração de energia elétrica é de origem hidráulica, necessitando assim de um extenso sistema de transmissão para levar esta energia aos centros consumidores. A fragilidade do sistema de geração no Brasil foi exposta durante o racionamento de energia ocorrido em 2001, dando força às discussões sobre como fortalecer o sistema e do uso mais intenso de fontes alternativas de energia. Esses fatores delineiam, em um futuro próximo, a tendência de mudança do panorama de energia elétrica no Brasil, por meio de uma série de ações, como a diversificação da matriz energética, e também da busca de aumento da Geração Distribuída (GD). A projeção para os próximos anos é de uma alteração da estrutura atual, altamente centralizada e com centrais geradoras de grande capacidade, para uma nova estrutura fortemente descentralizada e com grande inserção de fontes geradoras de pequena e média capacidade (ANEEL, 2010).

Em nível mundial, o consumo energético deverá triplicar, principalmente, devido ao aumento de, aproximadamente, 50% da população e da demanda dos países em desenvolvimento, nos próximos 50 anos. A Figura 1 mostra a projeção do consumo de energia para esse período. Nessa projeção, mais de 50% da energia mundial será proveniente de fontes renováveis em 2060 (SHELL, 2010).

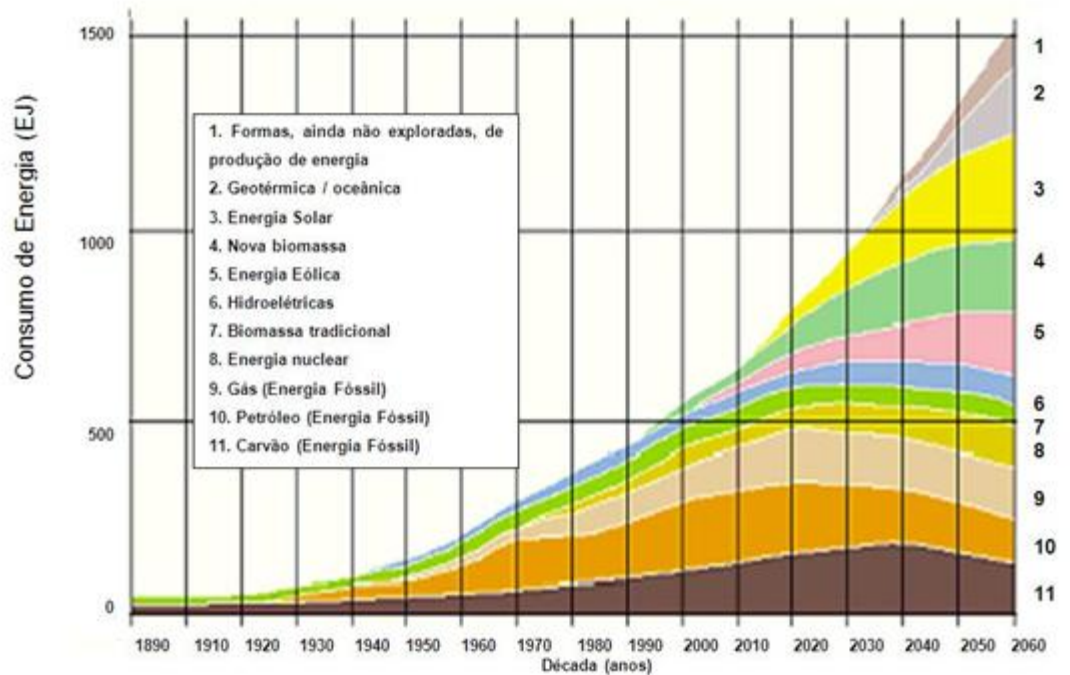


Figura 1 – Cenário para o consumo energético mundial até 2060.
 Fonte: (SHELL, 2010).

O potencial da geração distribuída pode ser melhor compreendido em subsistemas chamados micro-redes. Uma micro-rede usa geração distribuída para o provimento de energia elétrica para consumidores ligados em uma rede local. Esta rede pode ser conectada ao sistema interligado de energia elétrica por meio de um ponto de acoplamento com a concessionária local para operação em paralelo. Também é essencial que a micro-rede possua capacidade de, automaticamente, responder ao sistema para desconectar-se durante distúrbios provenientes dele ou da própria rede local. Dentro da micro-rede, a geração e a demanda integram uma maneira de permitir que os consumidores gerenciem os fluxos de energia para a otimização de desempenho, do custo, e da confiabilidade durante alterações do sistema interligado (KING, 2006).

O uso de micro-redes alimentadas por sistemas fotovoltaicos e outras fontes alternativas de energia pode contribuir com uma apreciável parcela da demanda de energia mundial, substituindo gradativamente as usinas de geração de energia elétrica movidas à carvão mineral e outros combustíveis fósseis, e as usinas nucleares. Entre as fontes alternativas de energia que têm se destacado tem-se as micro-turbinas a gás, geradores solares fotovoltaicos,

células de combustível e motores de combustão interna que utilizam biogás. Estas tecnologias emergentes têm baixas emissões de poluentes e o potencial de terem menores custos (LASSETER, 2007).

Pensando no futuro da geração distribuída de energia elétrica e na necessidade de se realizar a re-engenharia ou re-planejamento de todo o sistema de distribuição de energia há quatro grandes desafios a serem vencidos (LASSETER e PIAGI, 2007).

- (i) Atender ao constante crescimento da carga nos sistemas de distribuição de energia elétrica e aumentar a capacidade da rede com alterações mínimas nas redes de transmissão;
- (ii) Expandir o uso de fontes renováveis como eólica e fotovoltaica, para proporcionar o desenvolvimento sustentável;
- (iii) Aumentar a eficiência energética e diminuir as emissões de gases de efeito estufa; e
- (iv) Aumentar o nível de confiabilidade local para garantir melhor qualidade da energia demandada pelos consumidores.

No Brasil, para diversificar a matriz energética, principalmente a geração de energia elétrica, foi criado pelo Governo Federal o PROINFA (Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia), utilizando os sistemas de geração distribuída como uma solução rápida, de fácil instalação e descentralizada para a expansão da capacidade de geração de energia elétrica, bem como aumentar a confiabilidade do sistema elétrico brasileiro. Sob a coordenação do Ministério de Minas e Energia, o programa estabelece a contratação de 3.300 MW de potência elétrica no Sistema Integrado Nacional, produzidos por fontes eólicas, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas (PCH) em um prazo de 20 anos (MATZ e SZKLO, 2007).

1.1. Situação energética do Brasil

O Brasil é o mais avançado país da América do Sul, no que diz respeito à utilização das energias renováveis (SALAMONI e RÜTHER, 2007). Dados do Balanço Energético Nacional de 2008 mostram que 46% da matriz energética brasileira é composta por fontes renováveis de energia que, associado às

condições climáticas, torna o Brasil um dos países com as melhores condições para realizar a transição de energia fóssil e nuclear para renováveis (BEN, 2008).

Há que se lembrar que o percentual de energia útil que o Brasil consome de fontes renováveis deve ser ainda maior, pois grande parte da energia renovável brasileira é a hidroelétrica, e sabe-se que a energia elétrica tem eficiências de conversão maiores, em geral, do que de outras fontes até o uso final da energia.

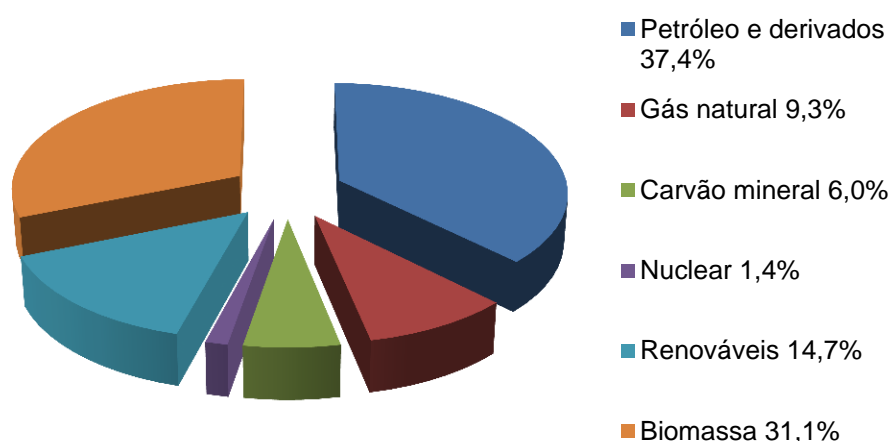


Figura 2 – Matriz energética brasileira, 2008.
Fonte:(BEN, 2008).

As parcelas de energias renováveis mostradas no gráfico da Figura 2 representam a utilização de fontes renováveis para geração de energia elétrica, tais como hidráulica, biomassa e eólica. Analisando somente a geração de energia elétrica mostrada na Figura3, pode-se observar que 74,3% provêm de fontes hídricas, o que caracteriza o sistema de geração de energia elétrica brasileiro como utilizador de fontes predominantemente renováveis de energia. Acrescentando a importação de energia, que também é essencialmente de fontes renováveis, pode-se afirmar que mais de 80% da energia elétrica no Brasil é originada de fontes renováveis (BEN, 2008). Estes valores contrastam fortemente com o consumo mundial de energia, pois, as fontes renováveis correspondem a, aproximadamente, 18,3% da geração de eletricidade.

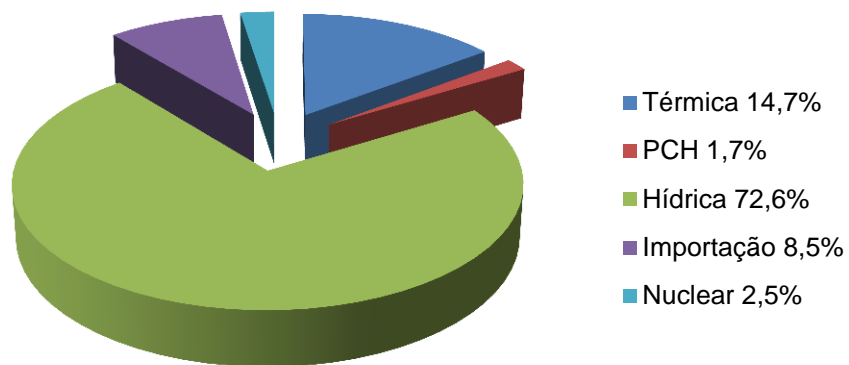


Figura 3 – Fontes de energia elétrica para o Brasil.
Fonte: (BEN, 2008).

1.2.PotencialSolar Fotovoltaico do Brasil

Devido à sua localização, o Brasil possui excelentes níveis de radiação solar. Essa característica coloca o país em vantagem com relação aos países industrializados no que tange à utilização da energia solar fotovoltaica (VARELLA et al., 2008; TOLEDO et al., 2010).

Uma forma de medir o desempenho dos sistemas fotovoltaicos é o fator de capacidade, que é a razão entre a quantidade de energia gerada em determinado período e a quantidade de energia que seria efetivamente gerada se o sistema operasse durante a totalidade deste período em sua potência nominal (GALDINO, 2005). O valor é calculado de acordo com a equação 1.

$$f_{c_{anual}} = \frac{kWh_{ano}}{kW_{pico} \times 8760h} \quad (1)$$

Os fatores de capacidade para alguns locais do Brasil são apresentados no Quadro 1, para painéis fotovoltaicos instalados com inclinação e orientação otimizadas. Um fator de capacidade igual 14,5%, por exemplo, corresponde à energia específica de aproximadamente 1.270 kWh/kWp. Observa-se no

Quadro1, que cidades localizadas em regiões de menor latitude apresentam maior fator de capacidade para sistemas fotovoltaicos instalados.

Quadro1 – Fatores de capacidade para o Brasil

Local	Latitude (°)	Fator de capacidade (%)	kWh/kW _p
Porto Alegre - RS	30,1 S	14,5	1270,2
São Paulo - SP	23,5 S	15,0	1314,0
Recife - PE	8,0 S	19,0	1664,4
Manaus - AM	3,0 S	16,5	1445,4

Fonte: (GALDINO, 2005).

Já o Quadro2 mostra alguns dados de energia específica produzida por sistemas fotovoltaicos conectados à rede em operação nos países líderes mundiais desta tecnologia.

Quadro2 – Energia específica em alguns países

País	Latitude (°)	kWh/kW _p
Japão	35,6 N	990
Alemanha	54,3 N	700-800 (Norte)
	51,3 N	800-900 (Centro)
	48,8 N	900-1000 (Sul)
Suiça	46,6 N	790
Itália	41,9 N	864

Fonte: (GALDINO, 2005).

Os dados mostrados no Quadro 2 comprovam a vantagem do Brasil em relação aos países desenvolvidos em relação ao aproveitamento da energia solar fotovoltaica conectada à rede, decorrente da localização do Brasil na área tropical, onde anualmente incide muito maior insolação do que na região temperada, onde se localizam os países desenvolvidos.

Mesmo o Brasil já tendo dado início ao incentivo às fontes renováveis de energia e tendo um vasto potencial para a aplicação destas, a energia solar fotovoltaica não tem sido contemplada pela legislação. O que acontece é que, atualmente, somente a hidroeletricidade e a biomassa estão contribuindo significativamente para o suprimento energético do país (KRAUTER e KISSEL, 2005).

Os países desenvolvidos vêm investindo cada vez mais em novas fontes de energia, tanto pela questão ambiental quanto por necessidade estratégica, uma vez que as bases energéticas nesses locais são, principalmente, combustíveis fósseis importados. Esse perfil geradependência de insumos energéticos que, no caso de muitos destes países, vêm do exterior e com alto custo e um grande impacto ambiental na sua utilização (SALAMONI e RÜTHER, 2007).

No Brasil, o apelo ambiental não é muito forte devido às características de sua matriz energética. Por outro lado, a demanda energética do país vem crescendo continuamente. Além da sobrecarga na rede, há a necessidade de grandes expansões destas, acarretando altos investimentos. Assim, as grandes prioridades e os objetivos do Brasil para incentivar a utilização das energias renováveis e investir nelas são:

- O favorecimento da utilização de recursos locais;
- O estabelecimento da geração distribuída num país de dimensões continentais;
- O fortalecimento da base industrial;
- A contribuição para a geração de novos postos de trabalho;
- A diversificação da matriz energética;
- O auxílio no suprimento da crescente demanda energética nacional, por meio da utilização de uma fonte complementar de energia;
- O reforço ou o abastecimento de energia em comunidades locais, contribuindo para a melhoria do padrão de vida e minimização de disparidades regionais;
- A redução dos impactos sociais e ambientais oriundos da implantação de fontes convencionais de energia.

A utilização dos geradores solares fotovoltaicos estrategicamente localizados no sistema de distribuição pode trazer grandes vantagens ao setor elétrico na medida em que atenderem os alvos apresentados anteriormente.

1.3.Políticas

Subsídios governamentais, principalmente em programas de eletrificação rural, têm sido aplicados em várias partes do mundo, estimulando, dessa forma, a utilização da energia solar fotovoltaica. No Brasil, em 2004, existiam cerca de 10 milhões de pessoas que vivem no meio rural sem acesso à energia elétrica, sendo que a maioria possuía renda familiar inferior a 3 salários mínimos. Com o intuito de amenizar o problema da falta de acesso à energia elétrica em várias regiões do Brasil, algumas iniciativas envolvendo sistemas fotovoltaicos para eletrificação rural foram criadas juntamente com concessionárias de energia e instituições. Dentre elas pode-se citar o Programa Luz Solar, desenvolvido em Minas Gerais; o Programa Luz do Sol, na Região Nordeste; e o Programa Luz no Campo, de dimensão nacional (MME, 2004).

O Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios – PRODEEM foi a primeira ação governamental que inseriu o uso da energia solar fotovoltaica em âmbito nacional. Foi estabelecido em 2004 e considerado um dos maiores programas de eletrificação rural utilizando sistemas fotovoltaicos nos países em desenvolvimento, realizando a instalação de 9 mil sistemas fotovoltaicos entre 1996 e 2001 e atuando nos 26 estados brasileiros. O Programa foi coordenado pelo Departamento Nacional de Desenvolvimento Energético - DNDE do Ministério de Minas e Energia - MME e pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPEL, que era responsável pela parte técnica do PRODEEM, compreendendo, especificações dos equipamentos para as licitações, avaliação de projetos, treinamento técnico de pessoal, estabelecimento dos padrões de instalação, verificação e inspeção de instalações, análise de desempenho e de falhas (VARELLA et al., 2008).

Em abril de 2002, por meio da Lei número 10.438, revisada pela Lei número 10.762, de novembro de 2003, foi estabelecido no âmbito do Ministério de Minas e Energia – MME o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA, considerado o maior programa brasileiro de incentivo às fontes alternativas de energia elétrica. O programa não incluía a energia solar fotovoltaica devido, principalmente, ao seu custo. Porém, na própria lei 10.438/02 há um dispositivo sobre a utilização de recursos para um

programa de fomento à energia solar fotovoltaica, principalmente em regiões isoladas, onde essa tecnologia passa a ser bastante competitiva (VARELLA et al., 2008).

Os recursos previstos pela lei 10.438/02 beneficiaram o Programa Luz Para Todos, iniciado em 2004 pelo governo federal, com o objetivo de acabar com a exclusão da energia elétrica no Brasil, dando abertura para o uso da energia solar fotovoltaica, principalmente na região Amazônica e no semi-árido.

Um dos grandes desafios para a geração distribuída atualmente são as questões regulatórias. Questões como padrões técnicos de conexão e atendimento, principalmente para a rede de distribuição, estão ainda pouco explicitados na legislação brasileira (ROMAGNOLI, 2005). Questões relativas a legislação sobre a comercialização da energia fotovoltaica e ou de facilidades de inserção no sistema elétrico nacional também estão na pauta do setor. O que se possui disponível no momento é a Resolução ANEEL nº 281 de 01 de outubro de 1999, com algumas alterações, que, no entanto, são insuficientes em relação à divisão de responsabilidades quando o acesso se dá na rede de distribuição. O Operador Nacional do Sistema (ONS) possui regras definidas para o acesso à rede básica, denominadas Procedimentos de Rede, que definem as responsabilidades de cada agente no acesso a estas. No entanto, a maioria dos empreendimentos de GD, devido ao seu porte, tem sua instalação viabilizada para tensões inferiores 230 kV, que é a tensão mínima para a rede básica. Desta forma, a eles não se aplicam os Procedimentos de Rede, já consolidados, mas sim uma variedade de requisitos técnicos e operacionais definidos pela proprietária da rede de distribuição local, requisitos estes até o momento sem padronização regulamentar.

Uma das principais barreiras são as imposições exacerbadas impostas pelos agentes distribuidores para a realização de conexões de geradores distribuídos nas linhas de distribuição (BORTONI, 2007). Isso tem como origem a presunção de possíveis perigos relacionados com o funcionamento de outros sistemas de geração em paralelo com o sistema principal. No entanto, os grandes avanços nos dispositivos de segurança e nos sistemas de controle têm minimizado esse aspecto. Em relação à qualidade da energia injetada na rede, a qual representa um dos questionamentos mais freqüentes, os

inversores CC/ CA de última geração tem superado em grande parte essa preocupação.

1.4.Geração distribuída utilizando sistemas fotovoltaicos no Brasil

Existem diversas definições relacionadas ao conceito de geração distribuída. No Brasil, geração distribuída foi definida de forma oficial por meio do Decreto nº 5.163 de 30 de julho de 2004, e foi definida da seguinte forma (ANEEL, 2004):

" Art. 14. Para os fins deste Decreto, considera-se geração distribuída a produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos de agentes concessionários, permissionários ou autorizados (...), conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador, exceto aquela proveniente de empreendimento:

I - hidrelétrico com capacidade instalada superior a 30 MW; e

II - termelétrico, inclusive de cogeração, com eficiência energética inferior a setenta e cinco por cento, (...).

Parágrafo único. Os empreendimentos termelétricos que utilizem biomassa ou resíduos de processo como combustível não estarão limitados ao percentual de eficiência energética prevista no inciso II do caput."

No Brasil, esta tecnologia é incipiente e existe um número muito pequeno de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, instalados em sua maioria em universidades e,ou, outras instituições de ensino e de pesquisa, com objetivos de demonstração, pesquisa e ensino, muito embora já se tenha conhecimento de algumas instalações particulares. Somados totalizam pouco mais de 80 kWp distribuídos por locais tais como USP, UFSC, UFPA, UFPE, UFRGS, CEPEL, para citar alguns exemplos. Observando esses valores, nota-se que essa tecnologia é ainda muito incipiente frente à potência instalada no país, haja vista que as usinas hidrelétricas em operação no Sistema Interligado Nacional, de acordo com o ONS em 2007, totalizavam 73.277 MW instalados, correspondendo a 81,6 % do Sistema Interligado Nacional.

O primeiro sistema fotovoltaico conectado à rede no Brasil foi instalado em 1995 pela CHESF em sua sede no Recife (GALDINO, 2005).

Os sistemas atualmente conectados à rede no Brasil são mostrados no Quadro 3.

Quadro3 – Sistemas fotovoltaicosconectados à rede no Brasil

Local	Instituição	Potência (kWp)	Instalação
Recife – PE	CHESF	11	1995
Florianópolis - SC	UFSC – LabSolar	2	1997
São Paulo – SP	LSF/IEE-USP	0,7	1998
Rio de Janeiro - RJ	UFRJ	0,85	1999
Florianópolis - SC	UFSC – LabSolar	1	2000
São Paulo – SP	LSF/IEE-USP	6	2001
Rio de Janeiro – RJ	CEPEL	16,3	2002
São Paulo – SP	LSF/IEE-USP	6	2004

Fonte: (GALDINO, 2005).

Além dos sistemas em operação mostrados no Quadro 3, vários outros sistemas estão em projeto ou em vias de instalação, por exemplo, nas seguintes instituições: UFRGS (Porto Alegre – RS), CEMIG (Belo Horizonte – MG) e CENPES/Petrobrás (Rio de Janeiro – RJ)(GALDINO, 2005).

Um dos sistemas instalados pelo LABSOLAR-UFSC localizado na zona urbana de Florianópolis mostrou que, quando em boas condições climáticas e atmosféricas, a produção fotovoltaica foi considerada estratégica à edificação, pois, embora pequena quando comparada ao consumo total do prédio, conseguiu contribuir com a diminuição do consumo de energia elétrica proveniente da rede (RÜTHER et al., 2008; VIANA e RÜTHER, 2007). Esta instalação fotovoltaica compreende 54 painéis opacos e 14 painéis semitransparentes de a-Si:H de junção dupla, um sistema inversor CC/CA; medidores de radiação solar e temperatura e um sistema de aquisição de dados com computador dedicado. O monitoramento da energia gerada inclui potência CC, potência CA efetiva e energia total gerada.

No Laboratório de Sistemas Fotovoltaicos do IEE-USP, em um dos sistemas instalados, durante os anos de 2004 e 2005 apresentou contribuição significativa à edificação, atingindo valores de até 70% da carga do prédio. Quanto ao fluxo de potência injetado na rede, as contribuições significativas ocorreram nos finais de semana e feriados. Isso porque o edifício onde está instalado o sistema corresponde ao setor administrativo do Instituto e funciona a plena carga nos dias úteis (ZILLES e MACEDO, 2007). O gerador

fotovoltaico de 6,3 kWp e um inversor CC/CA de 4,4kW constituem o sistema instalado. A potência de 4,4 kW é obtida por meio da associação de quatro inversores de 1,1 kW conectados em paralelo à rede de baixa tensão. A potência CC de 6,3 kW foi dividida em quatro arranjos, cada um contendo 20 módulos eletricamente associados.

O sistema instalado no CEPEL é constituído por 204 módulos fotovoltaicos (80 Wp), com 17 módulos em série e 12 em paralelo, perfazendo uma potência instalada de 16,32 kWp. Os módulos de silício cristalino instalados têm eficiência nominal na faixa de 16 a 17%. A injeção de energia gerada é feita por 6 inversores de 2.500 W cada, conectados em delta na rede trifásica de 220 V_{ac} do prédio. Um sistema digital de monitoração e aquisição de dados possibilita o acompanhamento em tempo real do funcionamento e desempenho do sistema fotovoltaico. O impacto do sistema fotovoltaico na demanda do CEPEL pode ser considerado desprezível, bem como a energia gerada por ele no horário de ponta. Assim, numa análise econômica pode-se considerar que a energia gerada por este sistema proporciona ao CEPEL apenas uma economia de energia no horário fora de ponta. Sabendo-se que o consumo fora de ponta do CEPEL no ano de 2004 foi de, aproximadamente, 3,12GWh, constata-se que a geração fotovoltaica de 20.667,2kWh proporciona uma redução de consumo irrisória de, aproximadamente, 0,66%. Além disso, ele não gera qualquer excedente de energia para a rede pública (GALDINO, 2005).

Aproveitando a demanda por instalações esportivas, que virá com a Copa do Mundo de 2014 no Brasil, pesquisadores também trabalham para alinhar o projeto Estádios Solares, que propõe a implantação de módulos fotovoltaicos nas coberturas, a exemplo do que vem ocorrendo na Alemanha e em outros países europeus.

O estádio de futebol Governador Magalhães Pinto, o Mineirão, em Belo Horizonte, deve se tornar em breve o primeiro estádio da Copa do Mundo de 2014 a ter uma usina fotovoltaica instalada em sua cobertura. O projeto está nas mãos da Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG), que planeja distribuir e comercializar a energia que será gerada.

1.5.Comercialização de Energia Elétrica

Pela Resolução nº 265 de 13 de agosto de 1998, a ANEEL regulou a figura do agente de comercialização, definido como pessoa jurídica constituída exclusivamente para este fim. O comercializador, sob autorização explícita da ANEEL, pode comprar e vender energia elétrica, bem como representar agentes compradores e vendedores em suas operações de compra e venda.

A Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, chamada Lei das Concessões, criou a figura do Produtor Independente de Energia Elétrica, caracterizado como sendo o agente que, por meio do contrato de concessão de uso de bem público, pode por sua conta e risco comercializar energia com outros agentes do setor, no todo ou em parte. Até então, toda a produção nacional de energia elétrica caracterizava-se como concessão de serviço público de energia elétrica, na quase totalidade, nas mãos de empresas estatais de propriedade estadual ou federal. Atualmente, os concessionários de serviço público são quase que exclusivamente os geradores de propriedade estatal(ANEEL, 1995).

A Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, alterada pelas Leis nº 9.648, de 27 de maio de 1998 e nº 10.438, de 26 de abril de 2002, delega à ANEEL a atribuição de autorizar a exploração de aproveitamento de potencial hidráulico de potência superior a 1.000 kW e inferior a 30.000 kW e, aproveitamentos de fontes eólicas, solar, biomassa e cogeração. Estes produtores de energia podem comercializar livremente sua produção com todos os agentes membros da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), e, adicionalmente, com qualquer consumidor com carga igual ou superior a 500 kW, independentemente dos prazos e limites de carga e tensão estabelecidos pela Lei nº 9.074 (ANEEL, 1996).

A Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, delega à ANEEL a atribuição de autorizar a comercialização de energia pelo autoprodutor de energia elétrica, caracterizado por ser consumidor de energia elétrica e ao mesmo tempo possuir geração própria superior ao seu requisito, ainda que em caráter eventual e temporário. Nesta categoria, enquadram-se os produtores sucroalcooleiros, grandes indústrias proprietárias de centrais geradoras e cogeneradores, que utilizam turbogeradores que produzem, junto com vapor ou calor requeridos por processos industriais específicos, também energia elétrica

excedente às suas necessidades, que pode ser então comercializada livremente (ANEEL, 1998).

A mesma Lei nº 9.074, introduziu, do lado comprador, a figura do consumidor que, nas condições de subclasse, tensão e quantidade demandada definidas pela lei, estão autorizados a adquirir energia de agentes outros que não a concessionária de distribuição em cuja área está localizado. Este é o chamado consumidor livre, o qual adquire energia do agente por ele escolhido, mas que pode apresentar em alguns momentos sobras de energia contratada, que podem então ser comercializadas livremente, por meio de contratos bilaterais ou, na sua ausência, automaticamente na CCEE (ANEEL, 1995).

Em países como Espanha e Alemanha, um consumidor pode instalar geradores fotovoltaicos em casa e vender, como pessoa física, o excedente para a empresa de energia, nos moldes de um produtor independente ou de uma usina de grande porte. No Brasil, isso não é possível, ainda, devendo o consumidor se constituir como Produtor Independente de Energia (PIE), uma pessoa jurídica e atender a uma série de requisitos técnicos.

1.6. Pesquisas sobre micro-redes no mundo

Há alguns estudos sobre micro-redes sendo desenvolvidos atualmente no mundo, seja por meio de simulações ou montagem em nível de laboratório. Esses estudos se concentram na Europa, Estados Unidos, Japão, Canadá e Índia.

Na Europa, o projeto liderado pela Universidade Nacional Técnica de Atenas, na Grécia, utilizou simulações e montagens de micro-redes em escala laboratorial para alcançar soluções nas operações de conexão com a rede, aterramento e sistemas de proteção e métodos de quantificar os benefícios destes sistemas. A micro-rede utilizada foi composta por dois geradores fotovoltaicos, uma turbina eólica, baterias, cargas controláveis e interconexão com a rede local (BARNES et al., 2005). Outros resultados alcançados incluem a padronização de equipamentos e de protocolos técnicos e comerciais para permitir a instalação mais fácil dos sistemas de geração distribuída. Ainda na

Europa, Holanda, Dinamarca, Alemanha e Espanha têm se destacado nesse campo de pesquisa.

Nos Estados Unidos, um dos projetos de maior destaque tem sido desenvolvido por meio de uma parceria entre o Departamento de Energia deste país e a Comissão de Energia da Califórnia. O Consórcio para Soluções Tecnológicas em Confiabilidade Elétrica, conhecido pela abreviatura em inglês CERTS, foi estabelecido em 1999 e propõe um modelo de micro-rede capaz de se desconectar do sistema elétrico convencional, caso este sofra alguma interrupção, e manter cargas críticas em funcionamento até o restabelecimento do suprimento de energia da rede principal. Testes realizados na Universidade de Winsconsin têm demonstrado a confiabilidade do sistema tanto em simulações quanto em montagens realizadas em escala laboratorial (LIDULA e RAJAPAKSE, 2011).

Um sistema em grande escala do conceito CERTS de micro-redes tem sido montado em Columbus, Ohio, no Centro Dolan de Tecnologia. Ele é operado por uma das maiores empresas de energia dos EUA, a American Electric Power. O sistema apresenta desafios singulares como a utilização de cargas monofásicas e trifásicas e variedade de fontes de energia, interligadas por meio de diferentes dispositivos eletrônicos que empregam várias formas de controle (LIDULA E RAJAPAKSE, 2011).

No Japão, experimentos com micro-redes foram realizados em Hachinohe, Aomori, Aichi e Kyoto. Em Hachinohe, foi utilizada uma rede privada medindo mais de 5 km, um gerador à gás, múltiplos sistemas fotovoltaicos e geradores eólicos. Os principais resultados alcançados foram o desenvolvimento de um sistema de controle e otimização das micro-redes (FUNABASHI e YOKOYAMA, 2006).

No Canadá, as pesquisas sobre geração de energia em média tensão são conduzidas em colaboração com empresas do setor de energia. Nas universidades canadenses, as pesquisas têm sido focadas, principalmente, no desenvolvimento de sistemas de controle e proteção para operação autônoma das micro-redes e estudo do impacto de altos níveis de penetração da geração distribuída no sistema elétrico de potência. O Departamento de Recursos Naturais do Canadá tem estabelecido colaborações com o setor industrial para conduzir experimentos sobre micro-redes autônomas, interface com a rede

convencional e avaliação de desempenho de protótipos (LIDULA e RAJAPAKSE, 2011).

Na Índia, a Agência de Desenvolvimento de Energia Maharashtra tem conduzido experimentos em uma região caracterizada por ter uma boa quantidade de consumidores residenciais, agrícolas, comerciais e industriais. O local tem grande capacidade eólica e de geração a partir de bagaço de cana, devido à presença de indústrias de açúcar (AGALGAONKAR et al., 2006).

No Quadro4 há um resumo sobre as principais pesquisas nessa área, mostrando quais as fontes de energia utilizadas em cada uma e os casos em que há baterias para armazenamento de energia. Fica clara a importância dos sistemas fotovoltaicos para as micro-redes, uma vez que estão presentes na maioria das pesquisas que vêm sendo feitas.

Quadro 4 - Relação de principais grupos de pesquisa sobre geração distribuída de energia elétrica no mundo

Local \ Fonte de energia	Fotovoltaico	Solar Térmica	Eólica	Célula combustível	Cogeração	Hidrelétrica	Diesel/vapor/Gás	Gerador síncrono	Uso de baterias
América do Norte	Boston Bar, Canada					X			
	Boralex, Canada						X		
	CERTS, EUA UW, EUA	X					X X		X
Europa	Bronsbergen, Holanda	X							X
	Am Steinweg, Alemanha	X				X	X		X
	DeMoTec, Alemanha	X		X					X
	CESIRICERCA, Itália	X	X	X		X	X		X
	Kythnos, Grécia	X					X		X
	NTUA, Grécia	X		X					X
Univ. de Manchester, Inglaterra							X		
Ásia	Aichi, Japão	X			X				X
	Kyoto Eco-Energy, Japão	X		X	X				X
	Hachinohe, Japão	X		X			X		X
	CRIEPI, Japão	X							
	Sendai, Japão	X			X		X		X
	HFUT, China	X		X	X		X		X
	Lab-scale, China	X		X					X
	IET, Índia				X			X	

Fonte: (LIDULA e RAJAPAKSE, 2011).

2. OBJETIVOS

O presente trabalho foi realizado com o objetivo de simular e dimensionar o funcionamento de sistemas de geração e troca de energia elétrica em micro-redes entre consumidores, conectados ao sistema elétrico de potência, utilizando geradores fotovoltaicos e armazenamento de energia.

Os objetivos específicos foram:

- 2.1. Dimensionar o sistema com os geradores fotovoltaicos e baterias;
- 2.2. Simular as micro-redes para diferentes topologias;
- 2.3. Analisar aspectos econômicos e de sustentabilidade das micro-redes;
- 2.4. Utilizar programa computacional para simulação em estudo de caso.

3. MATERIAIS E MÉTODOS

3.1. Dimensionamento do sistema

3.1.1. Modelo para o gerador fotovoltaico

O modelo matemático que foi utilizado para simular uma célula fotovoltaica tem como base seu circuito equivalente (modelo contendo um diodo). Na Figura 2 ilustra-se o circuito equivalente de uma célula fotovoltaica, sendo I_L a corrente fotogerada, R_s e R_p suas resistências em série e em paralelo, V e I a tensão e corrente na saída da célula, respectivamente.

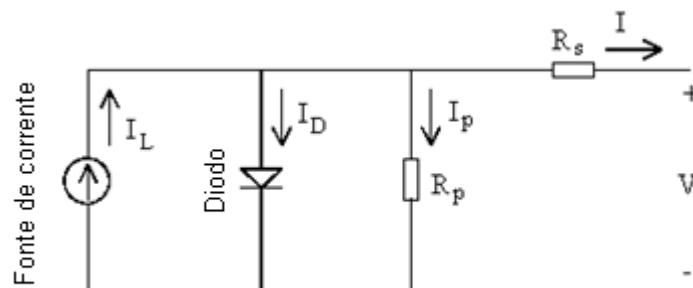


Figura 4. Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica real (modelo de um diodo).

Fonte: (HECKTHEUER, 2001).

A partir do modelo da Figura4, tem-se a equação para a corrente de saída em geradores fotovoltaicos, relacionada com tensão, radiação solar e temperatura (BOROWY e SALAMEH, 1996), por meio das Equações de 2 a 8:

$$I = I_{sc} \left\{ 1 - C_1 \left[\exp \left(\frac{V - \Delta V}{C_2 V_{oc}} \right) - 1 \right] \right\} + \Delta I \quad (2)$$

$$C_1 = \left(1 - \frac{I_{mp}}{I_{sc}} \right) \exp \left(- \frac{V_{mp}}{C_2 V_{oc}} \right) \quad (3)$$

$$C_2 = \frac{V_{mp}/V_{oc} - 1}{\ln(1 - (I_{mp}/I_{sc}))} \quad (4)$$

$$\Delta I = \alpha \left(\frac{S_m}{S_{mref}} \right) \Delta T + \left(\frac{S_m}{S_{mref}} - 1 \right) I_{sc} \quad (5)$$

$$\Delta V = -(\beta \Delta T) - (R_s \Delta I) \quad (6)$$

$$\Delta I = I - I_{ref} \quad (7)$$

$$T = T_a + 0,02 S_m \quad (8)$$

em que:

- V = Tensão de saída do circuito (V);
- V_{oc} = Tensão de circuito aberto (V);
- V_{mp} = Tensão de máxima potência (V);
- V_{ref} = Tensão nas condições de referência (V);
- I = Corrente de saída do circuito (A);
- I_{sc} = Corrente de curto-circuito (A);
- I_{mp} = Corrente de máxima potência (A);
- I_{ref} = Corrente nas condições de referência (A);
- α = Coeficiente de temperatura para a corrente de curto-circuito na irradiância solar de referência (A.°C⁻¹);
- β = Coeficiente de temperatura para a tensão de circuito aberto na irradiância solar de referência (V.°C⁻¹);
- R_s = Resistência em série (Ω);
- S_m = Irradiância solar global no plano do gerador fotovoltaico (W.m⁻²);
- S_{mref} = Irradiância solar de referência (1.000 W.m⁻²);

- T_a = Temperatura ambiente ($^{\circ}\text{C}$);
 T = Temperatura da célula solar ($^{\circ}\text{C}$); e
 T_{ref} = Temperatura de referência da célula solar (25°C).

A potência gerada pelos módulos foi obtida por meio da metodologia de Cabral (2006), que foi adaptada para fornecer o valor de potência gerada considerando sua máxima transferência para o sistema. Um conjunto de dados de diversos fabricantes de geradores fotovoltaicos, informando as principais características elétricas dos painéis, foi colocado em um banco de dados para ser usado nos cálculos. Os valores informados no banco de dados são: tensão de circuito aberto, corrente de curto-circuito, tensão no ponto de máxima potência, corrente no ponto de máxima potência, coeficiente de temperatura em relação à tensão de circuito aberto do gerador fotovoltaico e coeficiente de temperatura em relação à corrente de curto circuito do gerador fotovoltaico.

A potência gerada na saída calculada da célula é a máxima potência gerada para cada nível de irradiância em função da localidade escolhida. Também foi levada em consideração a dependência do comportamento de um gerador fotovoltaico em relação à temperatura ambiente. Para cada hora do dia, foi calculado um valor de temperatura ambiente, a partir do qual se pôde estimar a temperatura de trabalho dos painéis fotovoltaicos em cada nível de irradiância calculado anteriormente.

3.1.2 Radiação

O dimensionamento estocástico da energia solar (radiação solar) da região onde foi estudado o sistema fotovoltaico foi feito segundo a metodologia utilizada por Cabral (2006) e Toledo (2010), levando-se em consideração os seguintes parâmetros: (i) Localização da região onde se estudou o sistema fotovoltaico (dados geográficos, tais como, latitude, longitude e altitude) e ângulo de inclinação dos módulos fotovoltaicos; (ii) Dados de irradiação solar diária do local em estudo; (iii) Insolação global sobre uma superfície para o intervalo de tempo t_j ; (iv) Insolação global máxima sobre uma superfície na ausência de cobertura de nuvens para o intervalo de tempo t ; (v) Cobertura de

nuvens para o intervalo de tempo t ; (vi) Média da cobertura de nuvens assumida como constante sobre o período em estudo e para o intervalo de tempo t ; (vii) Desvio padrão da cobertura de nuvens; (viii) Fração da hora do dia - número de intervalos de horas usados para representar a hora do dia; (ix) Características do sistema fotovoltaico conectado; (x) Características dos geradores fotovoltaicos (dados de fabricantes sobre os parâmetros dos geradores, tais como, área, resistência em série (R_s), coeficientes de temperatura (α , β), temperatura de referência (T_{ref}), corrente e tensão de potência máxima (I_{mp} , V_{mp}), tensão de circuito aberto (V_{OC}) e corrente de curto circuito (I_{SC}), dentre outros; (xi) Eficiência dos geradores fotovoltaicos; (xii) Disponibilidade e indisponibilidade dos geradores; (xiii) Potência de saída do gerador fotovoltaico; (xiv) Capacidade de armazenamento e eficiência das baterias; (xv) Potência de entrada para o armazenamento, em um intervalo de tempo t_j ; (xvi) Potência contínua equivalente de saída permitida pelo sistema de armazenamento de energia durante o período em estudo; (xvii) Características da carga; (xviii) Demanda de carga e seus valores máximo e mínimo; e (xix) Probabilidade de perda de fornecimento de energia à carga (ABOUZHR e RAMAKUMAR, 1991; UFPR, 2003; SALAMEH et al., 1995; SAFIE, 1989; CABRAL, 2006).

Os dados de radiação utilizados foram obtidos segundo metodologia proposta e validada por CABRAL (2006). O modelo, implementado na plataforma computacional MATLAB, faz o tratamento estocástico da radiação solar.

A Equação 9 foi utilizada para a estimativa da radiação global horária sobre uma superfície inclinada, voltada para o equador (IQBAL, 1983).

$$I_{\beta} = (I_h - I_d)r_b + I_r + I_s \quad (9)$$

em que

I_{β} = radiação global horária incidente em uma superfície inclinada direcionada ($\text{MJ.m}^{-2}\text{h}^{-1}$);

I_h = radiação global horária incidente em uma superfície horizontal ($\text{MJ.m}^{-2}\text{h}^{-1}$);

I_d = radiação difusa horária incidente em uma superfície horizontal ($\text{MJ.m}^{-2}\text{h}^{-1}$);

r_b = razão da radiação horária em uma superfície inclinada em relação à

horizontal, na ausência da atmosfera terrestre (decimal);

I_r = radiação difusa horária refletida pela terra incidente em uma superfície inclinada ($\text{MJ.m}^{-2}.\text{h}^{-1}$); e

I_s = radiação difusa horária oriunda do céu incidente em uma superfície inclinada ($\text{MJ.m}^{-2}.\text{h}^{-1}$)

O cálculo de r_b foi realizado utilizando-se a relação entre a radiação horária sobre uma superfície inclinada, voltada para o equador, e a radiação horária sobre uma superfície horizontal, ambas na ausência da atmosfera terrestre.

O cálculo da radiação global horária (I_h) sobre uma superfície horizontal foi feito por meio das equações de 10a13 (DUFFIE e BECKMAN, 1980).

$$I_h = H r_t \quad (10)$$

$$r_t = \frac{\pi}{24} (a + b \cos(\omega)) \frac{\cos(\omega) - \cos(\omega_s)}{\text{sen}(\omega_s) - (2 \pi \omega_s / 360) \cos(\omega_s)} \quad (11)$$

$$a = 0,409 + 0,5016 \text{ sen}(\omega_s - 60) \quad (12)$$

$$b = 0,6609 + 0,4767 \text{ sen}(\omega_s - 60) \quad (13)$$

em que

H = Radiação diária global incidente em uma superfície horizontal ($\text{MJ.m}^{-2}.\text{h}^{-1}$);

ω_s = Ângulo do pôr-do-sol (grau); e

Ω = Ângulo horário (grau).

A equação que descreve a radiação global diária incidente sobre uma superfície horizontal é (IQBAL, 1983):

$$H = H_o \cdot K_T \quad (14)$$

em que

H_o = Radiação extraterrestre diária incidente em uma superfície horizontal ($\text{MJ.m}^{-2}.\text{h}^{-1}$); e

K_T = Índice de claridade diário (decimal).

O valor do índice K_T foi estimado com base em matrizes de transição de Markov (LORENZO, 1994), por meio de análises de seqüências históricas de

dados procedentes de diversas estações de medida. A cada matriz de Markov se associa um intervalo de valores de K_T definido por seus valores máximo e mínimo, K_{Tmax} e K_{Tmin} , respectivamente. Cada um destes intervalos se divide em 10 subintervalos, com mesmo número de linhas e colunas que cada matriz possui. Para gerar os valores dos índices de claridade diários, a partir das cadeias de Markov, foi necessário ter como dados de entrada os valores dos índices de claridade mensais, calculados a partir dos dados de radiação global diária média mensal.

A radiação difusa horária oriunda do céu (I_s), incidente sobre uma superfície inclinada, foi calculada utilizando a equação 15, utilizando a radiação horária difusa incidente sobre a superfície horizontal (I_d) (IQBAL, 1983).

$$I_s = I_d \left\{ \frac{I_h - I_d}{I_o} r_b + \frac{1}{2} (1 + \cos(\beta)) \left[1 - \frac{I_h - I_d}{I_o} \right] \right\} \quad (15)$$

em que

I_o = radiação horária extraterrestre, ambas incidentes sobre uma superfície horizontal ($MJ.m^{-2}.h^{-1}$); e

β = ângulo de inclinação da superfície voltada para o equador (grau).

Para o cálculo da radiação difusa horária refletida pelo solo incidente sobre uma superfície inclinada (I_r), voltada para o equador, foi, também, utilizado o modelo da reflexão anisotrópica (Equação 16).

$$I_r = \frac{1}{2} I_h \rho (1 - \cos(\beta)) \left[1 + \text{sen}^2\left(\frac{\theta_z}{2}\right) \right] (\cos(\omega)) \quad (16)$$

em que:

θ_z = ângulo zenital (grau); e

ρ = albedo da porção do solo (decimal).

Segundo Cabral (2006) e Toledo (2010), utilizando-se os histogramas esboçados para os dados de irradiância, verifica-se que a função que apresenta melhor ajuste é a função beta. Desta forma, foi utilizada a função densidade de probabilidade beta em função da potência no cálculo da potência média de saída dos geradores fotovoltaicos, e não em função da irradiância, como adotado por Borowy e Salameh (1996).

3.1.3. Modelo da bateria

Não foi desenvolvido um modelo de baterias para o estudo das micro-redes. O dimensionamento das baterias depende apenas de sua capacidade nominal, tensão e número de dias de autonomia que se deseja atingir. Durante as simulações de operação dos sistemas fotovoltaicos, considerou-se as baterias inicialmente com carga máxima. O valor da quantidade total de energia armazenada em Wh foi obtido multiplicando-se sua capacidade carga em Ah pela sua tensão nominal (V). O efeito de carga e descarga das baterias foi adicionado considerando-se a eficiência do processo. No trabalho realizado por Cabral (2006), a comparação de dados medidos e simulados de carga e descarga de baterias mostrou que deve ser considerada a eficiência de descarga igual a 0,7 e a eficiência de carga igual a 0,9.

3.1.4 . Caracterização das cargas

As curvas de cargas para cada dia do ano foram obtidas a partir de um método adaptado (SOUZA et al, 2010). A confecção das curvas de carga foi feita a partir da especificação dos equipamentos elétricos que compõem uma residência. Os dados utilizados para a confecção destas curvas foram obtidos por meio de uma tabela criada pelo Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica – PROCEL (ELETROBRAS,2011).

Conhecendo o tempo médio de utilização de um equipamento, é escolhido aleatoriamente pelo algoritmo um valor de duração de uso dentro de uma faixa de valores, que tem como valor médio o dado extraído da tabela do PROCEL.

Depois do sorteio da duração de utilização do equipamento no dia, são sorteados os períodos de utilização do equipamento. Para isto, foram utilizadas curvas de probabilidade de uso do equipamento. Estas curvas mostram a chance do equipamento estar sendo utilizado em um determinado momento do dia. Portanto, em períodos com maior probabilidade de utilização, a probabilidade do período de utilização ser sorteado é maior.

As curvas de probabilidade utilizadas na etapa inicial desta simulação são obtidas a partir de hipóteses. Curvas de probabilidade reais podem ser

obtidas por meio de pesquisas de campo, a fim de se investigar o real comportamento de um grupo de consumidores com características semelhantes.

A quantidade de vezes em que um equipamento é utilizado ao longo do dia depende do valor sorteado para a sua duração de uso total, sendo que a soma das durações de cada período é igual ao valor da duração total. O algoritmo não permite que esta quantidade de períodos extrapole um valor máximo estipulado para cada equipamento. O sorteio é realizado para cada dia do ano.

Depois do cálculo dos períodos de uso de cada equipamento, o valor da potência do aparelho é adicionado aos elementos de uma matriz que representa os dias do ano com intervalos de 15 minutos.

3.1.5. Dimensionamento de sistemas fotovoltaicos

A metodologia utilizada para dimensionamento do sistema fotovoltaico foi a das planilhas apresentadas no manual do CRESESB (1999), originalmente produzidas pela SANDIA National Laboratories para o manual “Stand-Alone Photovoltaic Systems – A Handbook of Recommended Design Practices”, e adaptada para o Brasil.

As planilhas foram desenvolvidas para sistemas isolados, fixos e sem concentradores solares. No Anexo 1 são mostradas as planilhas utilizadas no cálculo de dimensionamento dos sistemas fotovoltaicos. As instruções para preenchimento são encontradas em CRESESB (1999).

3.2. Topologias

Utilizando o programa computacional que foi desenvolvido durante a pesquisa, foram analisadas algumas situações de funcionamento de micro-redes. O modelo de micro-rede proposto neste trabalho sugere que consumidores residenciais sejam interligados, formando um grupo de residências em que alguns possuem geração fotovoltaica e outros não. Dessa forma, o excedente da geração daqueles que possuem os painéis poderia ser utilizado pelos que não possuem por um preço mais barato do que pagariam

normalmente à concessionária de energia local. A micro-rede proposta deve ter conexão com a rede convencional.

Os consumidores estudados foram considerados como famílias de três ou quatro membros. As cargas nas casas foram analisadas estocasticamente, segundo a metodologia descrita no item 3.2.3, para tornar a análise mais realista.

Foram estudados três casos de micro-rede. (i) vinte consumidores residenciais conectados entre si, sendo que dez possuem o sistema fotovoltaico instalado; (ii) quarenta consumidores residenciais conectados entre si, sendo que dez possuem o sistema fotovoltaico instalado; e (iii) dez consumidores residenciais com geração fotovoltaica conectados a um consumidor comercial ou industrial capaz de utilizar todo o excedente gerado.

O dimensionamento dos sistemas fotovoltaicos nas residências foi feito como descrito no item 3.2.4. Todos os sistemas dimensionados possuem armazenamento por meio de baterias.

Primeiramente foi calculada a curva de carga para cada família. Para as famílias que possuem o sistema fotovoltaico instalado, foram feitos os cálculos de potência gerada e potência excedente. Foi calculado o excedente de energia para todos os dias do ano e em qual período do dia ocorre. Depois de gerada a curva de carga das residências que não possuem geração fotovoltaica, verificou-se em quais momentos poderia ser utilizada a energia excedente disponível na micro-rede. A quantidade de energia armazenada nas baterias não foi considerada como energia excedente a ser disponibilizada na rede.

Conhecendo o quanto há de energia gerada pelos painéis fotovoltaicos disponível a cada instante e qual a demanda na micro-rede, foi possível realizar o balanço de energia para cada participante.

3.3.Análises

Para avaliar o funcionamento das micro-redes foram analisados aspectos econômicos e de confiabilidade, conforme descrito a seguir.

3.3.1.Aspectos econômicos demicro-redes

Foi feita análise econômica de vida útil dos sistemas analisados, a fim de verificar a viabilidade do investimento, contabilizando receitas e despesas com a implantação destes sistemas. A análise econômica consistiu no estudo dos principais indicadores econômicos, como valor presente líquido, taxa interna de retorno e relações de compra e venda de energia entre os usuários da rede.

Foi calculado o valor recebido pela energia vendida nas três topologias estudadas. Três valores devem ser considerados: (i) o valor pago pela concessionária pelo excesso de energia na micro-rede; (ii) o valor que o dono do sistema fotovoltaico deixou de pagar à concessionária ao produzir sua própria energia e (iii) o valor pago por um participante da micro-rede.

No caso (i) foi estimado um valor para o preço do kWh vendido para a concessionária, visto que a comercialização como proposta ainda não ocorre no Brasil. O valor a ser considerado então foi de R\$ 0,30/kWh. No caso (ii) foi utilizado o valor praticado atualmente pela CEMIG, que é R\$ 0,60/kWh. Para o caso (iii) foi utilizado o valor de R\$ 0,45/kWh, que é a média entre os valores dos casos (i) e (ii), podendo assim beneficiar todos os participantes da micro-rede.

Os parâmetros para análise econômica são mostrados no Quadro5. Como custo de oportunidade foi considerado o rendimento da poupança em 2010, descontada a inflação.

Quadro5 – Parâmetros para análise econômica.

Parâmetros para análise econômica	Valor	Unidade
Juros/Custo de oportunidade	1,57	% / ano
Valor da energia elétrica	0,60	R\$/kWh
Aumento da energia acima da inflação	3	% / ano
Horizonte de planejamento	25	anos
Manutenção	0,5	% / ano
Inflação	0,00	% / ano
Vida útil das baterias	10	anos
Valor da energia vendida internamente	0,45	R\$/kWh
Valor da energia vendida para concessionária	0,30	R\$/kWh

O retorno financeiro obtido com a micro-rede foi comparado com o retorno obtido na ausência da interligação com outros consumidores.

A seguir foram feitas análises de sensibilidade, variando-se parâmetros econômicos. Foram estudados os efeitos da variação do custo da aquisição e instalação do sistema, do aumento de custo da energia acima da inflação e do custo de oportunidade. A análise seguinte foi feita considerando um sistema sem armazenamento, com as mesmas taxas de aproveitamento da energia excedente por parte da micro-rede e da concessionária que foram calculadas no primeiro caso estudado. Para essa análise foi considerado o preço atual dos equipamentos.

Foi avaliado, também, o ganho indireto que se pode ter com a micro-rede, como aumento do valor do metro quadrado do imóvel, uso da energia solar fotovoltaica no horário de ponta e abertura de mercado para energia de baixa confiabilidade.

3.3.2. Aspectos de sustentabilidade de micro-redes

A análise de sustentabilidade de micro-redes utiliza o índice proposto por Toledo (2010) e mostra o nível de independência alcançado com o sistema fotovoltaico dimensionado.

A Equação 10 pode ser utilizada para quantificação do índice de sustentabilidade

$$I_{\text{sust}} = \frac{E_{\text{PV,anual}}}{E_{\text{L,anual}}} \quad (10)$$

em que:

- I_{sust} - Índice de sustentabilidade, (%);
- $E_{\text{L, anual}}$ - Energia demandada pela carga ($\text{kWh}\cdot\text{ano}^{-1}$) e
- $E_{\text{PV, anual}}$ - Energia gerada pelos módulos ($\text{kWh}\cdot\text{ano}^{-1}$).

A probabilidade de perda de fornecimento de energia à carga, para um período de tempo considerado, t , é a razão entre todos os valores de $P_{ec}(t)$ para aquele período e a soma da quantidade de energia demandada pela carga, de acordo com a Equação 11 :

$$P_{pec} = \frac{\sum_{t=1}^T P_{ec}(t)}{\sum_{t=1}^T E_L(t)} \quad (11)$$

Por meio dessa análise, foi estimado o nível de dependência em relação à rede convencional de energia elétrica para garantir o seu fornecimento ininterrupto aos usuários da micro-rede.

3.4. Estudo de caso

Foi realizado uma simulação de uso de geração distribuída de energia elétrica com energia solar fotovoltaica para o Pavilhão de Aulas II da Universidade Federal de Viçosa, localizado no Campus em Viçosa, MG. Para dimensionamento do sistema foram utilizados dados da carga elétrica do prédio coletados utilizando-se um medidor universal de grandezas elétricas da marca ELO, modelo 2160. Os dados foram coletados durante duas semanas de funcionamento normal em período de aulas.

4. RESULTADOS E DISCUSSÃO

4.1. Dimensionamento do sistema fotovoltaico

Nas seções seguintes encontram-se os resultados do dimensionamento do sistema fotovoltaico.

Radiação solar

Os dados de radiação solar foram gerados para a cidade de Viçosa, MG localizada na Latitude de 20°45'S e Longitude de 42°52'W. Para geração dos dados de radiação segundo a metodologia descrita anteriormente foi utilizado

um programa desenvolvido utilizando-se a plataforma de programação MATLAB. Os valores de radiação incidente no plano horizontal e em uma superfície inclinada em $20^{\circ}45'$ e com a face voltada para o norte podem ser vistos na Figura5.

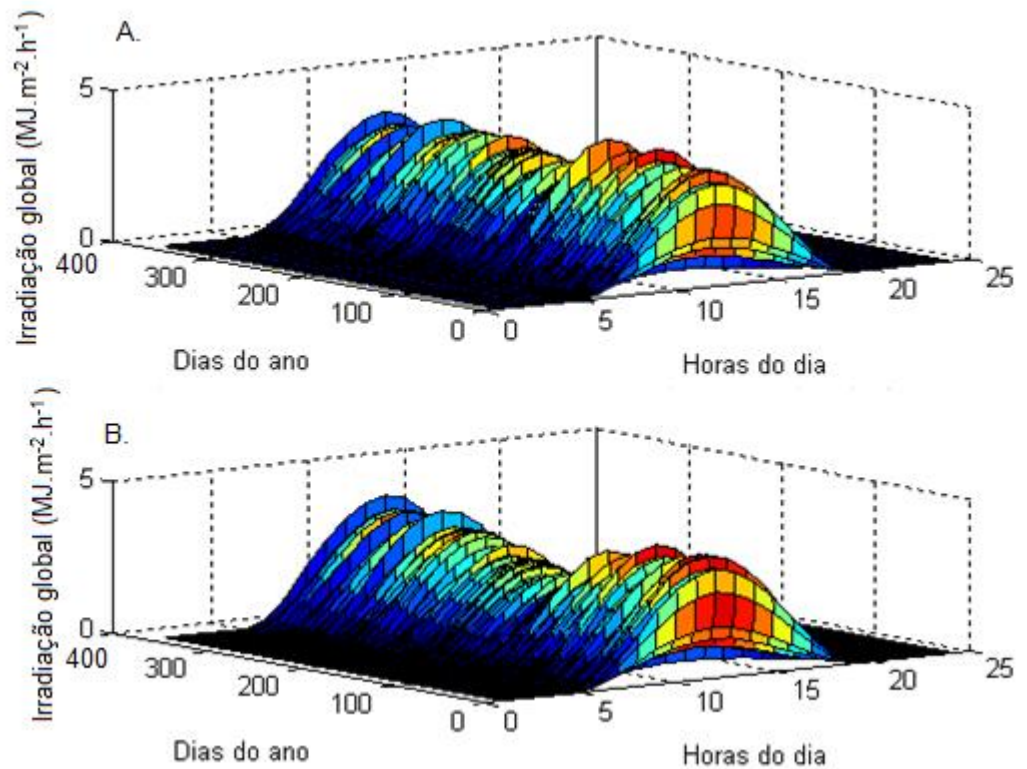


Figura5 – Dados de irradiância horária para todos os dias do ano, para Viçosa, MG, simulados a partir de dados horários de uma série de 20 anos no plano inclinado (A) e em superfície horizontal (B).

Os dados obtidos com essa simulação foram tratados em outro programa implementado no MATLAB fazendo-se uma interpolação polinomial com o conjunto de valores que representa cada dia do ano. Com a interpolação polinomial foi possível obter os valores de radiação solar para qualquer momento de qualquer dia.

Potência gerada

Foi escolhido o gerador fotovoltaico modelo KC80 da Kyocera. Foram simuladas suas curvas características para diferentes níveis de radiação à temperatura de 25°C . As Figuras 6 e 7 mostram as relações entre potência e

corrente gerada e entre potência e tensão do módulo. As curvas geradas por meio de simulação estão de acordo com as curvas fornecidas pelo fabricante.

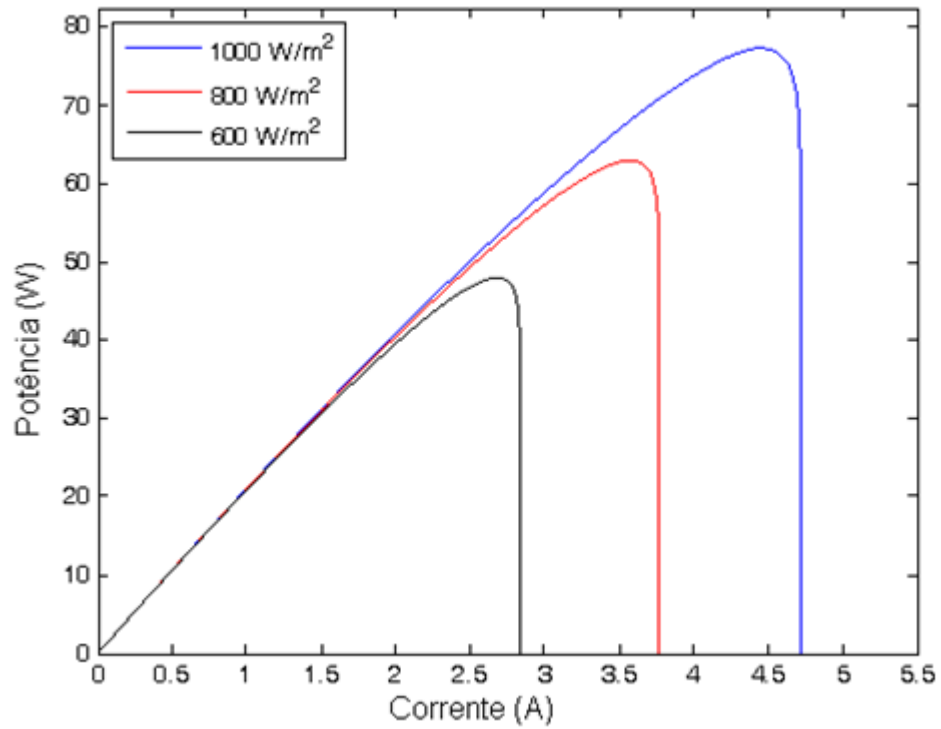


Figura6–Curva característica do gerador KC80 obtidas por simulação, para temperatura de 25°C.

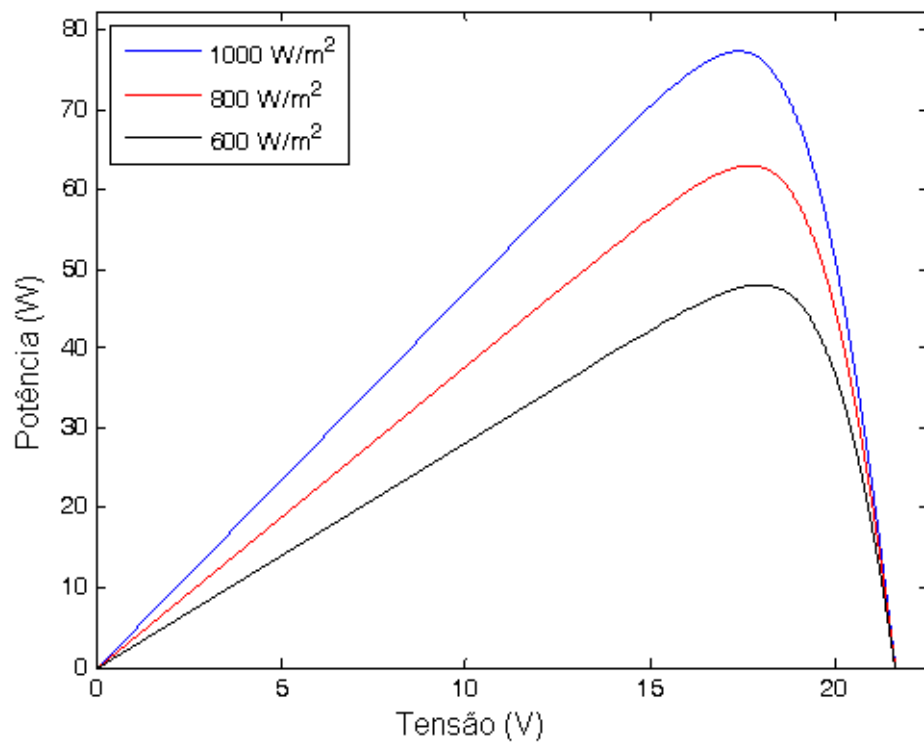


Figura7–Curva característica do gerador KC80 obtida por simulação, para temperatura de 25°C.

Utilizando o modelo desenvolvido para o gerador fotovoltaico e os dados de radiação solar gerados foi possível calcular os valores de potência elétrica fornecida pelo gerador KC80 durante o ano. Os resultados podem ser vistos na Figura8.

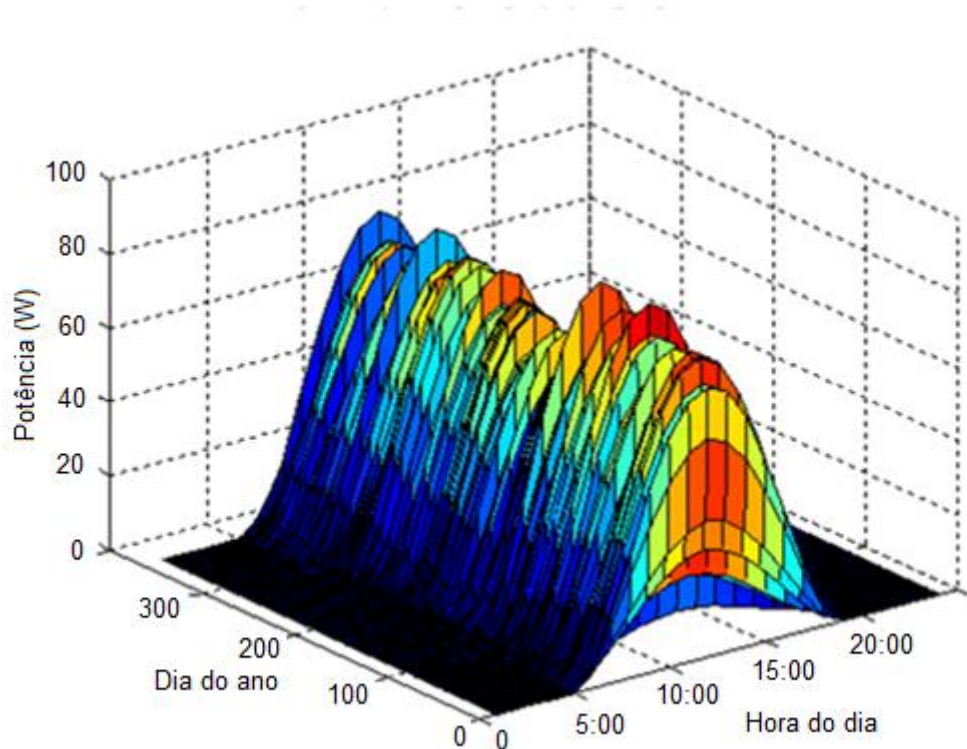


Figura 8 –Potência gerada em função da irradiação e temperatura, para Viçosa, MG.

Cargas

Na Figura 9 tem-se o resultado obtido pelo programa gerador de curvas de carga para um dia aleatório do ano. Como o programa calcula as cargas de maneira estocástica, para cada dia do ano há diferença entre as curvas geradas. Por ser de difícil visualização, devido à grande quantidade de informação em um único gráfico, não foi mostrado um gráfico com a demanda anual calculada para uma residência.

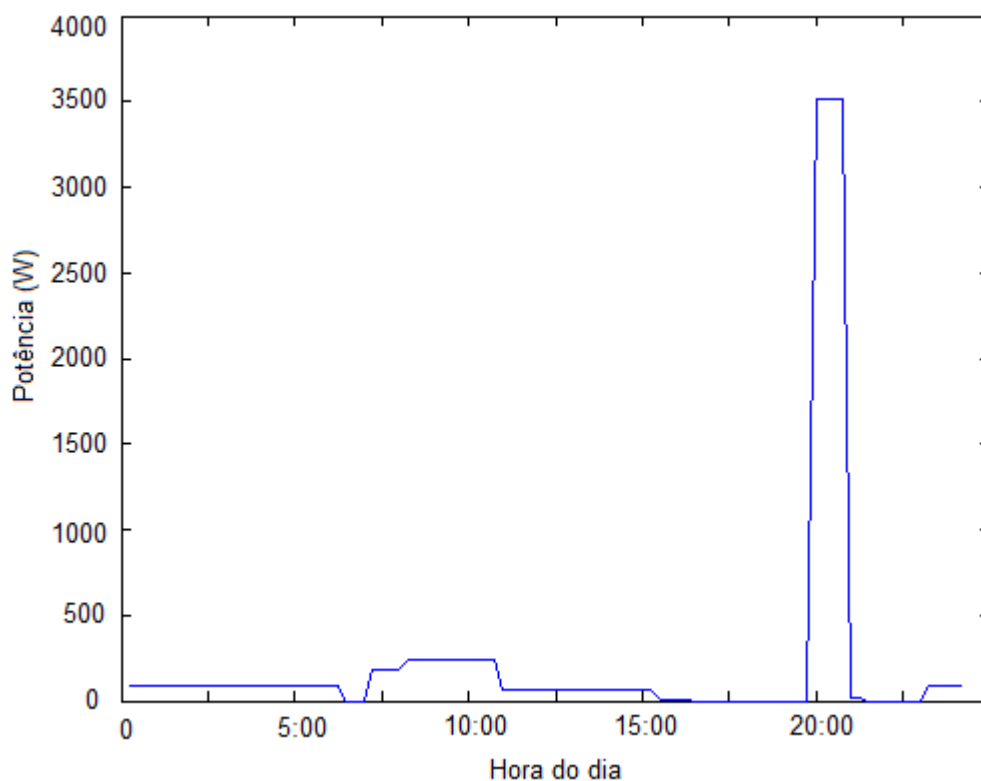


Figura 9 – Curva de carga de um dia em uma residência.

Dimensionamento do sistema fotovoltaico

Para o dimensionamento do sistema fotovoltaico foi utilizado o programa desenvolvido por CABRAL (2006), que se baseia nas planilhas do CRESESB apresentadas no AnexoA. O conjunto de cargas para o qual o sistema foi dimensionado é apresentado no Quadro6.

Quadro6 – Conjunto de cargas para dimensionamento do sistema da residência típica considerada

Equipamento	Quant.	Potência (W)	Tempo de uso/dias/mês	Tempo de uso/h/dia
TV – 20"	1	90	30	5
Chuveiro	1	3500	30	0,66
Aparelho de Som	1	20	12	1
DVD	1	10	8	2
Lâmpada	7	20	30	7
Computador	1	180	20	3
Ventilador	2	50	30	8
Geladeira	1	90	30	12
Secador de cabelo	1	1400	4	0,1
Ferro elétrico	1	1000	4	1
Lavadora de roupas	1	500	4	1

O dimensionamento do banco de baterias foi feito para garantir a autonomia desejada para o sistema, fixada neste caso em 3 dias. As características das baterias selecionadas de acordo com dados do fabricante e o resultado final do dimensionamento do sistema de armazenamento são mostrados no Quadro7.

Quadro7 – Descrição das baterias

Fabricante	Moura
Modelo	12mc220
Tipo	Chumbo-ácido
Tensão nominal	12 V
Capacidade nominal de carga	220 Ah
Profundidade de descarga máxima	0,6
Total de baterias	8
Capacidade de armazenamento	880 Ah
Capacidade útil	528 Ah

Para dimensionamento dos geradores fotovoltaicos foi selecionado o modelo KC80 da Kyocera que apresenta as características mostradas no Quadro8, de acordo com dados do fabricante.

Quadro8 - Características do gerador fotovoltaico modelo KC80

Tensão nominal	12 V
Área	0,636 m ²
Tensão em máxima potência	17,29 V
Tensão de circuito aberto	21,6 V
Corrente em máxima potência	4,37 A
Corrente de curto circuito	4,72 A
Potência	75,557 W

O dimensionamento dos geradores apresentou o seguinte resultado, mostrado noQuadro9.

Quadro9 – Resultado do dimensionamento dos geradores

Número de módulos em paralelo	11
Número de módulos em série	2
Total de módulos	22
Corrente nominal do arranjo	48,07 A
Corrente de curto-circuito do arranjo	51,92 A
Tensão nominal do arranjo	34,58 V

Sabendo o total de módulos necessários para suprir a carga foi calculada a potência instantânea gerada em intervalos de uma hora. O resultado é mostrado na Figura10.

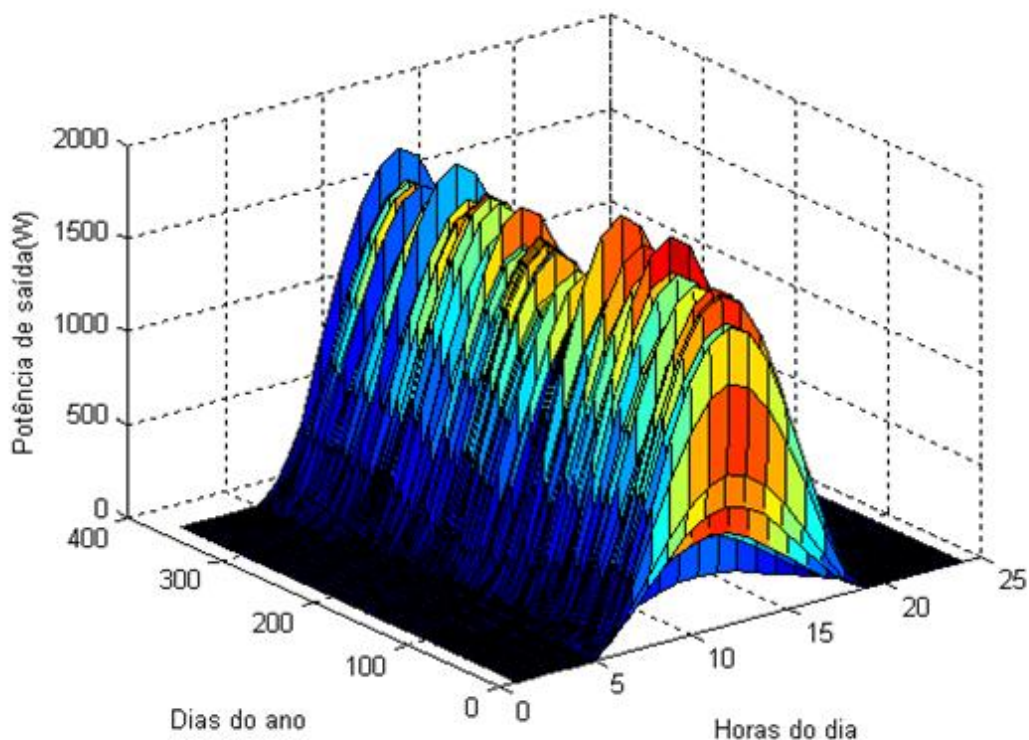


Figura10 – Potência gerada em função da irradiação e temperatura.

Para cada dia do ano foi realizada a interpolação polinomial dos dados de radiação para que pudessem ser gerados valores para intervalos de 10 minutos, gerando, assim, a mesma quantidade de dados de radiação e de consumo das cargas.

4.2 Análise das diferentes topologias

O objetivo da realização deste estudo foi mostrar se a associação de consumidores em sistemas de micro-redes pode tornar a instalação dos sistemas fotovoltaicos viáveis e diminuir o tempo de retorno do investimento. Isso se torna possível a partir do momento em que o proprietário de um conjunto de geradores fotovoltaicos tem a possibilidade de vender o excesso de energia gerada para outro consumidor presente na mesma micro-rede. As

condições legais para isso não serão discutidas aqui, assim como os aspectos técnicos que tornariam essa situação possível.

As concessionárias de energia podem comprar energia de um produtor independente, mas por um valor muito baixo. No caso de uma micro-rede é possível que o preço do kWh negociado entre os membros seja um valor entre o que é pago pela concessionária ao produtor de energia e o que é pago à concessionária por um consumidor residencial. Dessa forma os membros da micro-rede seriam beneficiados.

Análise do sistema para uma residência

Sendo conhecidos os valores de potência instantânea gerada, potência instantânea demandada e carga das baterias, foi avaliado o comportamento do sistema para o período de um ano, verificando as condições de estado de carga da bateria, quantidade de energia excedente e de energia utilizada da fonte convencional.

Primeiramente, foi analisado o sistema instalado em uma casa. O primeiro estudo realizado foi sobre o balanço entre energia gerada pelos painéis fotovoltaicos e a energia demandada pela carga simulada de uma casa. O total consumido por dia foi subtraído do total gerado. O resultado pode ser observado no gráfico da Figura 11.

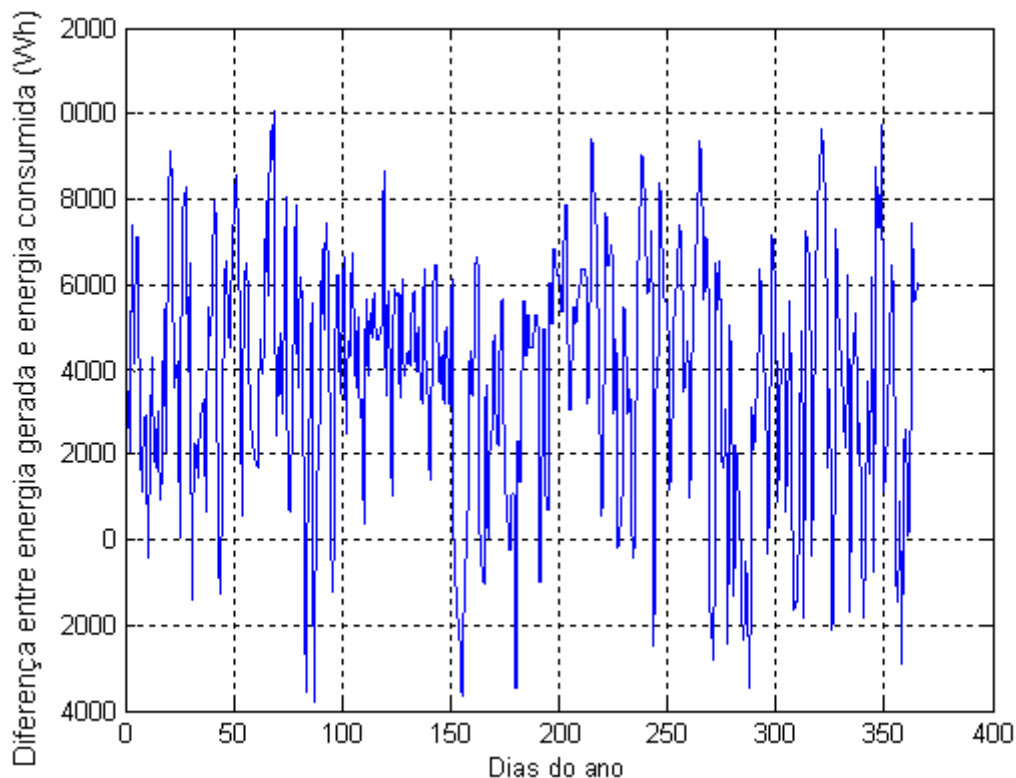


Figura11 – Balanço entre energia gerada e consumida em uma residência no período de um ano.

Valores maiores que zero na Figura12 significam geração de energia maior que a demanda. Nota-se que, na maioria dos dias do ano, o sistema fotovoltaico foi suficiente para atender a carga da residência.

A seguir foram comparados os valores instantâneos de potência gerada e consumida em intervalos de 15 minutos, para todos os dias do ano. Comparando esses valores, foi possível determinar quando é necessário utilizar a energia armazenada ou energia de outra fonte e quais os momentos em que há sobra de energia proveniente dos painéis.

De acordo com as simulações realizadas, o consumo total de energia em um ano foi de 1.536,20 kWh, com uma média mensal de 128,02 kWh. Os 22 painéis fotovoltaicos foram capazes de gerar em um ano 2.941,00 kWh, com média mensal de 245,00kWh.

Apesar da quantidade de energia gerada ter sido maior que a demanda, houve momentos em que foi necessário suprir a carga com energia de fonte externa, isto é, do sistema elétrico de potência. Isso ocorre quando há grandes períodos com baixos níveis de radiação ou quando o consumo de energia no

período noturno é elevado e as baterias atingem o nível mínimo de carga. A quantidade de energia obtida de fonte externa foi 208,84 kWh durante o ano, com uma média mensal de 17,40 kWh. Deve-se observar que, um consumidor que tem energia disponível mais barata em determinadas horas do dia tentará se adaptar para aproveitá-la o máximo possível, diminuindo, assim, a necessidade de energia de fonte externa. Nas simulações, a energia externa não foi utilizada para recarregar as baterias. Na Figura12 é possível observar os momentos do ano em que foi necessário utilizar uma fonte externa.

Foram calculados os momentos em que houve geração de energia excedente, ou seja, momentos em que a energia gerada era superior à demanda e as baterias estavam completamente carregadas. O total calculado para um ano foi de 675,49 kWh, com uma média mensal de 56,29 kWh. Os períodos em que ocorreu produção excedente de energia podem ser observados na Figura 13.

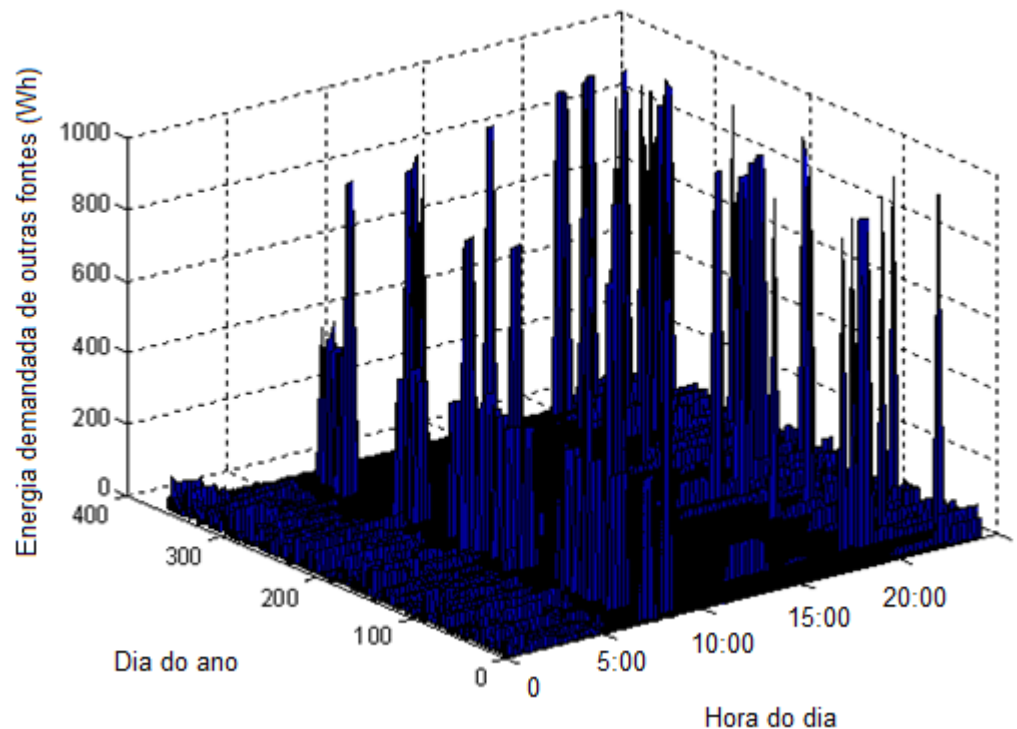


Figura12 – Quantidade de energia utilizada de fonte externa para uma residência.

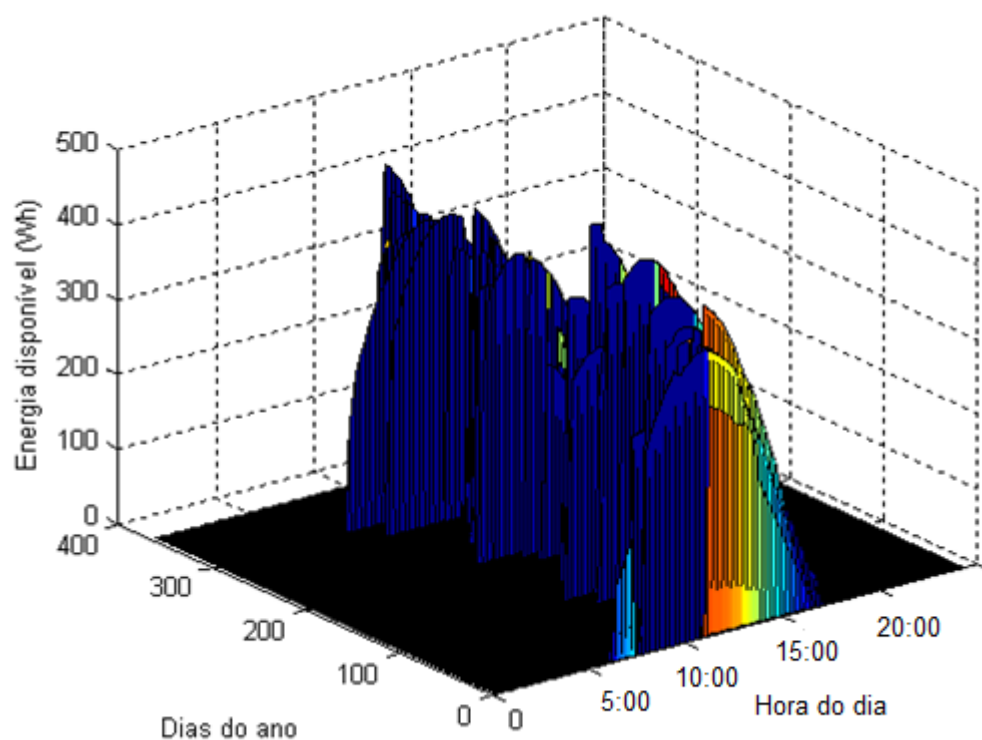


Figura 13 – Excedente de energia gerada para uma residência.

Topologia 1

Os resultados de demanda de energia em uma residência, para um dia de operação são mostrados nas Figuras 14 e 15. Na Figura 14, observa-se a demanda de energia sem utilização do excedente da micro-rede. Na Figura 15 é mostrada a demanda total subtraindo-se a energia aproveitada da micro-rede.

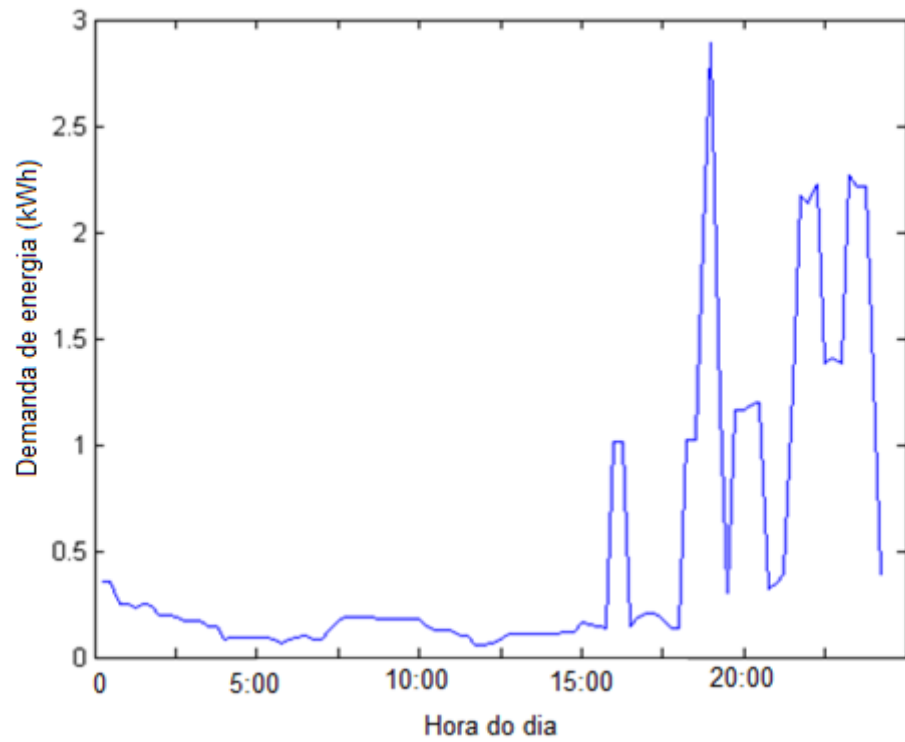


Figura 14 – Demanda de energia de um consumidor sem utilizar o excedente da micro-rede.

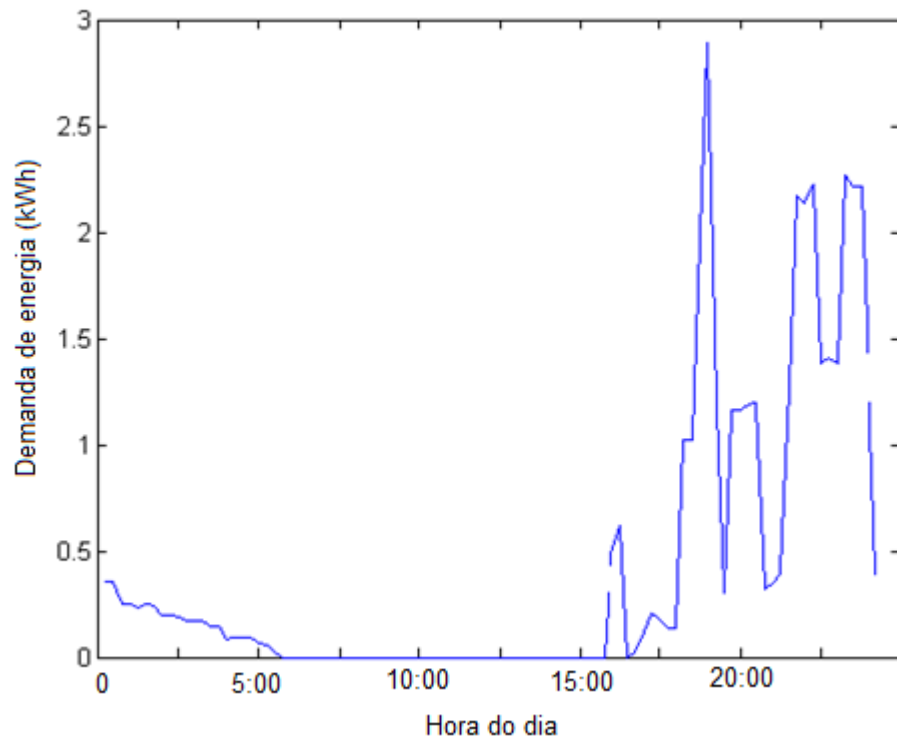


Figura 15 - Demanda de energia de um consumidor após utilizar o excedente da micro-rede.

O total de energia excedente utilizada pelas 10 residências durante um ano foi de 1.099,90 kWh, sendo a média mensal igual a 91,65 kWh. Cada uma das dez residências utilizou, em média 9,17 kWh da energia excedente disponível por mês da micro-rede.

Depois do cálculo da quantidade de energia excedente utilizada na rede pelas 10 residências sem geração fotovoltaica foi verificado quanto do excedente original ainda restava. O resultado é mostrado na Figura 16.

O total restante no ano foi de 5.776,00 kWh. De acordo com o resultado da simulação, tem-se apenas 16% da energia total disponível foi aproveitada dentro da micro-rede. Isso ocorreu devido à característica da carga estudada e ao horário em que há mais energia disponível.

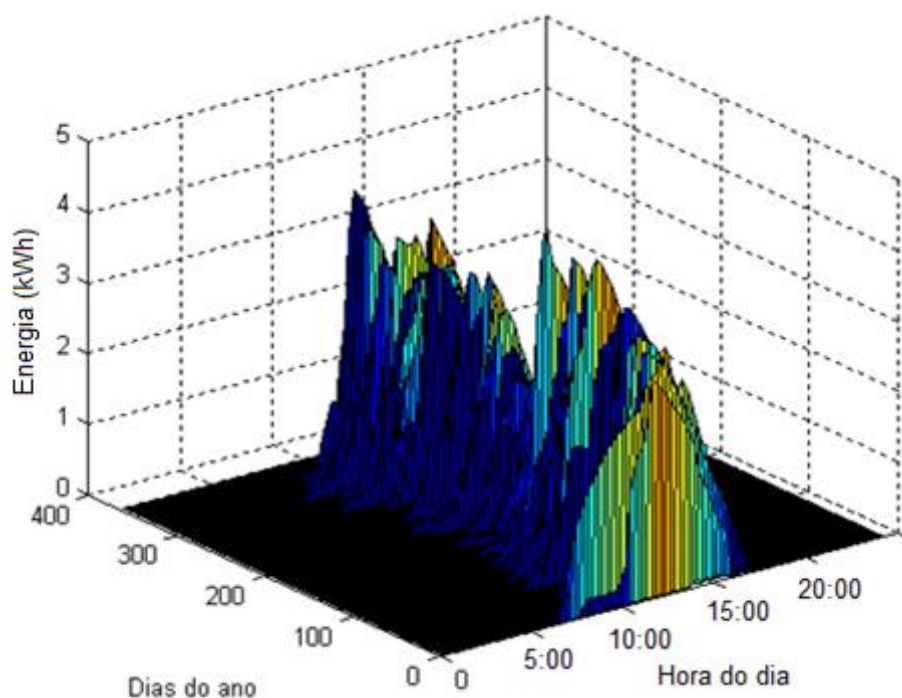


Figura 16 – Energia fotovoltaica não consumida na micro-rede na topologia 1.

Topologia 2

Para alcançar maior índice de aproveitamento da energia disponível, foi considerada uma micro-rede com maior número de consumidores sem geração fotovoltaica. A análise foi feita considerando-se 30 residências sem geração fotovoltaica e 10 residências com geradores.

O total de energia excedente utilizada pelas trinta residências durante um ano foi de 2708,50 kWh, sendo a média mensal igual a 225,71 kWh. Cada uma das trinta residências utilizou, em média 7,52 kWh da energia excedente disponível por mês.

Depois do cálculo da quantidade de energia excedente na rede pelas 30 residências sem geração fotovoltaica foi verificado quanto do excedente original ainda restava. O resultado é mostrado na Figura 17.

O total restante no ano foi de 4167,4 kWh. Neste segundo caso, 39,39% da energia excedente foi aproveitada dentro da micro-rede.

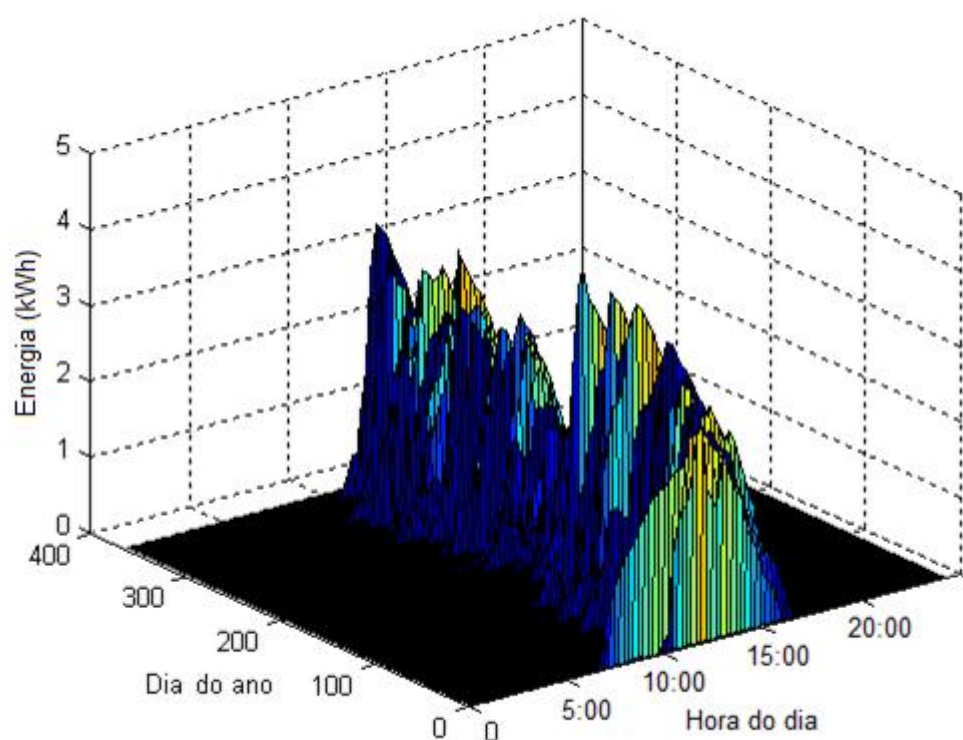


Figura 17 – Energia fotovoltaica não consumida na micro-rede na topologia 2.

Topologia 3

Visando aproveitar toda a energia excedente dentro da própria micro-rede e maximizar o ganho com energia comercializada, foi estudado o caso de um grupo de residências com geradores fotovoltaicos em rede com um consumidor cuja curva de carga característica permitia utilizar toda a energia disponível na micro-rede no momento em que estava disponível.

Foi considerado o mesmo grupo de dez proprietários de sistemas fotovoltaicos avaliado nas topologias 1 e 2. O total de energia excedente foi de 6.875,9 kWh ao ano, o que corresponde ao consumo mensal de 572,98 kWh.

4.3. Análises econômicas e de sustentabilidade

Variação do custo de compra da energia da rede

A análise econômica foi feita sob o ponto de vista dos proprietários dos sistemas fotovoltaicos. Foi feita cotação de preços para o sistema dimensionado para uma residência. Os valores são mostrados no Quadro 10.

Quadro 10 – Custo da instalação do sistema fotovoltaico com armazenamento para uma residência.

Equipamento	Preço (R\$)	Quant.	Total (R\$)
Módulo Kyocera KC80	1.200,00	22	26.400,00
Bateria Moura 12mc220	820,00	8	6.560,00
Inversor de frequência	1.304,00	1	1.304,00
Xantrex Freedom SW 2kW			
Controlador de carga	1.118,00	1	1.118,00
Morningstar TS-MPPT-60			
Cabos, conectores, medidores etc.	500,00	1	500,00
		Total (R\$)	35.882,00

Análise do caso base

A primeira análise foi feita considerando como caso base um sistema sem micro-rede no qual o proprietário dos geradores fotovoltaicos pode vender seu excedente para a concessionária. A receita gerada é a soma do valor economizado na conta de energia elétrica com o valor da energia vendida para a concessionária. O valor total em um ano foi de R\$ 1.002,74. Calculando-se valor presente líquido (VPL) e a taxa interna de retorno (TIR) obtêm-se valores negativos de R\$16.242,20 e 2,34%, respectivamente. Pelos valores obtidos conclui-se que o sistema é economicamente inviável.

Análise das diferentes topologias

No Quadro11 estão listados os valores recebidos, durante um ano, pelo grupo de membros da micro-rede que possuem os sistemas de geração fotovoltaica devido à comercialização de energia na micro-rede, à venda de energia para concessionária e à economia na conta de energia.

Quadro 11 – Quantidade e valores negociados pelos proprietários dos geradores

	Unid.	Topologia 1	Topologia 2	Topologia 3
Energia comercializada dentro da micro-rede	kWh/ano	1.099,90	2.708,50	6.875,90
Valor recebido dos membros da micro-rede	R\$/ano	494,95	1.218,83	3.094,15
Energia vendida à concessionária	kWh/ano	5.776,00	4.167,40	0,00
Valor recebido da concessionária	R\$/ano	1.732,80	1.250,22	0,00
Redução no consumo de energia proveniente da concessionária	kWh/ano	13.274,40	13.274,40	13.274,40
Economizado na conta de energia	R\$/ano	7.964,60	7.964,60	7.964,60

Os valores recebidos, em média, durante um ano, por cada proprietário de geradores fotovoltaicos são mostrados no Quadro12.

Quadro12 – Valores médios anuais para um proprietário de sistema de geração

	Topologia 1 R\$/ano	Topologia 2 R\$/ano	Topologia 3 R\$/ano
Valor recebido dos membros da micro-rede	49,50	121,88	309,42
Valor recebido da concessionária	173,28	125,02	0,00
Economizado na conta de energia	796,42	796,42	796,42
Total de receitas	1.019,20	1.043,32	1.105,84

Para cada topologia foram analisados o valor presente líquido (VPL) e a taxa interna de retorno (TIR). Os resultados encontram-se no Quadro13.

Quadro13 – VPL e TIR para as três topologias.

	Topologia 1	Topologia 2	Topologia 3
VPL (R\$)	- 15.558,57	- 14.872,94	- 13.017,99
TIR (%)	-2,15	-1,95	-1,44

A análise dos resultados mostra que os sistemas estudados não são economicamente viáveis com os preços praticados atualmente, mas pode-se perceber que, se comparados ao caso base, os dados do Quadro 13 apresentam melhores resultados. Indicando que o sistema de micro-rede é mais atraente economicamente, apesar de não ter sido alcançado, em nenhum dos casos analisados, a viabilidade econômica.

Redução do custo dos geradores e equipamentos

Foram feitas análises prevendo redução no custo da tecnologia em 20%, 40% e 60%. Os resultados são mostrados no Quadro14.

Quadro14 – VPL e TIR para as três topologias com previsão de redução em 20%, 40% e 60% no preço dos equipamentos.

	Redução	Topologia 1	Topologia 2	Topologia 3
VPL (R\$)	20%	- 8.602,29	-7.886,66	-6.031,71
TIR (%)		-1,07	-0,82	-0,21
VPL (R\$)	40%	2.708,81	3.424,44	5.279,39
TIR (%)		2,46	2,68	3,25
VPL (R\$)	60%	11.885,64	12.601,27	14.456,22
TIR (%)		6,63	6,89	7,55

Pelo Quadro 14, pode-se ver que o investimento passa a ser viável quando houver redução dos custos iniciais de instalação dos sistemas fotovoltaicos em, aproximadamente, 40%, sendo maior o retorno financeiro na topologia 3. Esta redução nos preços dos geradores fotovoltaicos e demais equipamentos necessários para operação do sistema poderá ser alcançada na medida em que houver ampliação do mercado fotovoltaico.

Aumento da energia acima da inflação

Na segunda análise de sensibilidade, foi verificado o efeito da variação do aumento da energia acima da inflação. Os resultados obtidos são mostrados

noQuadro 15.

Quadro 15 – Efeito da variação do aumento da energia acima da inflação.

	Variação(% a.a)	Topologia 1	Topologia 2	Topologia 3
VPL (R\$)	0	-25.267,43	-24.779,53	-23.514,85
TIR (%)		-	-	-
VPL (R\$)	1	-22.548,59	-21.996,34	-20.564,88
TIR (%)		-	-	-
VPL (R\$)	2	-19.369,46	-18.741,97	-17.115,50
TIR (%)		-	-	-
VPL (R\$)	3	-15.644,86	-14.929,22	-13.074,28
TIR (%)		-2,16	-1,96	-1,45
VPL (R\$)	4	-11.273,50	-10.454,42	-8.331,32
TIR (%)		-0,88	-0,68	-0,18
VPL (R\$)	5	-6.134,97	-5.194,28	-2.755,98
TIR (%)		0,36	0,55	1,04

Os resultados obtidos mostram que, com os preços atuais dos equipamentos necessários para instalação do sistema, para até 5% de aumento da energia acima da inflação não se alcança a viabilidade do investimento.

Custo de oportunidade

A terceira análise de sensibilidade verificou que ocorre variando-se o custo de oportunidade do investimento. Os resultados estão apresentados no Quadro 16.

Quadro 16 – Efeito da variação do custo de oportunidade.

	Variação	Topologia 1	Topologia 2	Topologia 3
VPL (R\$)	0%	-10.661,19	-9.775,41	-7.407,59
TIR (%)		-2,16	-1,96	-1,45
VPL (R\$)	1,5%	-15.458,81	-14.735,87	-12.861,97
TIR (%)		-2,16	-1,96	-1,45
VPL (R\$)	3%	-18.862,42	-18.276,99	-16.759,51
TIR (%)		-2,16	-1,96	-1,45
VPL (R\$)	4,5%	-21.283,60	-20.802,84	-19.556,68
TIR (%)		-2,16	-1,96	-1,45
VPL (R\$)	6%	-23.005,74	-22.605,62	-21.568,50
TIR (%)		-2,16	-1,96	-1,45
VPL (R\$)	7,5%	-24.225,77	-23.888,53	-23.014,40
TIR (%)		-2,16	-1,96	1,04

O Quadro 16 mostra que com os preços praticados atualmente para componentes e instalação do sistema e sem nenhum tipo de incentivo para o investimento, ele ainda não é viável, pois mesmo quando comparado com um investimento sem retorno financeiro o VPL ainda é negativo.

Sistema sem armazenamento de energia

A quarta análise considerou sistemas fotovoltaicos sem armazenamento. Os valores de VPL e TIR para este caso encontram-se no Quadro 17.

Quadro17 - VLP e TIR para as três topologias para um sistema sem armazenamento de energia.

	Topologia 1	Topologia 2	Topologia 3
VPL (R\$)	- 4.983,28	-2.137,67	5.238,50
TIR (%)	0,23	1,02	2,83

No sistema sem armazenamento e com os preços praticados atualmente, apenas a topologia 3 se mostrou viável. Deve-se ressaltar aqui que, em um sistema sem armazenamento, a disponibilidade de energia gerada pelo sistema fotovoltaico ocorre apenas nos momentos em que há radiação solar. Nesta situação, o proprietário do sistema possivelmente tentaria adequar sua curva de carga para aproveitar essa energia disponível. Fazendo isso o retorno financeiro seria maior, pois em vez de vender a energia por R\$ 0,45/kWh para a concessionária estaria deixando de comprar a R\$ 0,60/kWh. Sem armazenamento de energia, os gastos iniciais com baterias e com reposição a cada dez anos são totalmente eliminados, contribuindo significativamente para a viabilidade do investimento.

Variação do custo de venda da energia excedente

A quinta análise considerou a variação do valor de venda da energia excedente. No programa alemão de incentivo às fontes renováveis, a concessionária é obrigada a comprar o excedente por um valor superior ao da energia convencional. Considerando este cenário, foi feita a análise para

valores de venda variando de R\$ 0,45/kWh até R\$ 0,65/kWh. Os resultados são mostrados no Quadro 18.

Quadro 18—Análise da variação do preço em R\$/kWh da energia vendida à concessionária.

	R\$/kWh vendido para concessionária	Topologia 1	Topologia 2	Topologia 3
VPL (R\$)	0,45	- 13.086,74	- 13.075,46	- 13.017,99
TIR (%)		- 1,46	- 1,46	- 1,44
VPL (R\$)	0,55	- 11.375,79	- 11.839,23	- 13.017,99
TIR (%)		- 1,01	- 1,13	- 1,44
VPL (R\$)	0,65	- 9.664,84	- 10.602,99	- 13.017,99
TIR (%)		- 0,58	- 0,82	- 1,44

Etiquetagem de edifícios

Em países desenvolvidos já há um processo de avaliação de edificações quanto ao uso da energia. Os edifícios avaliados recebem uma etiqueta de classificação que influencia no valor do imóvel. O uso de energias renováveis visando a auto-suficiência energética é um dos fatores que melhoram a avaliação do edifício. No Brasil, este tipo de classificação está começando a ser realizada em edifícios comerciais. Chegando ao nível residencial, a etiquetagem se tornará uma importante variável a ser contabilizada no cálculo do retorno financeiro de sistemas fotovoltaicos, podendo melhorá-lo consideravelmente.

Suprimento de energia na ponta

Outro fator importante a ser analisado é o uso da energia solar fotovoltaica nos horários de ponta. Com a progressiva substituição dos medidores convencionais de consumo de energia elétrica por medidores eletrônicos, o valor do kWh passará a depender do horário em que é utilizado. Como a energia no horário de ponta pode custar de oito a doze vezes o valor da energia fora da ponta, a economia pode ser maior do que os valores utilizados anteriormente nas análises econômicas, resultando no aumento do retorno financeiro do investimento.

Acesso a energia não assegurada

Pela legislação atual, consumidores atendidos em alta tensão, de 2,3 kV a 230 kV que possuem geração de energia elétrica podem comprar energia não assegurada. Os contratos de energia não assegurada têm vigência mínima de um ano, porém o fornecimento de energia pode ser interrompido em função da disponibilidade de energia na rede. Com esse tipo de fornecimento, o preço da energia é reduzido, o que pode aumentar o retorno no investimento dos geradores fotovoltaicos.

Possibilidade de legislação

As análises feitas não levam em consideração possíveis incentivos do governo para a produção de energia elétrica por fontes fotovoltaicas que contribuiriam com a viabilidade da implantação desses sistemas. Esses incentivos poderiam ocorrer, por exemplo, como redução de tarifas de energia, financiamento dos equipamentos e criação de mercado.

Há exemplos a serem estudados e adaptados para o caso do Brasil. O de maior destaque é o modelo alemão de incentivo ao uso de energia fotovoltaica. Na Alemanha, o consumidor residencial pode ter sua própria geração de energia e vendê-la para a concessionária, que é obrigada, por lei, a comprar toda a energia disponível por um preço superior ao preço do kWh normal. O custo é rateado com os demais consumidores.

Algo semelhante acontece no Brasil com a geração de energia elétrica em regiões remotas utilizando geradores que utilizam óleo diesel. O custo de operação desses sistemas é rateado com consumidores de outras regiões, de modo que quem necessita do óleo diesel não paga um valor muito maior do que é pago em regiões ligadas à rede convencional.

No início da utilização do álcool combustível no Brasil, o governo brasileiro lançou o Proálcool, um programa que incentivava tanto o consumo quanto a produção por meio de subsídios e diminuição de impostos sobre o produto, criando assim mercado consumidor. Atualmente, a iniciativa privada tem grande interesse no mercado do álcool combustível e já não é mais necessário o nível de intervenção do governo que houve no início do programa.

O que aconteceu com o álcool no Brasil pode ser aplicado à geração fotovoltaica, criando mercado capaz de se expandir e atrair investimentos, resultando assim na queda dos preços.

Análise de sustentabilidade

Para as topologias estudadas, os índices de sustentabilidade alcançados pelos proprietários dos sistemas fotovoltaicos e pelos membros da micro-rede são mostrados no Quadro19.

Quadro19 – Índice de sustentabilidade

Tipo de consumidor	Topologia 1	Topologia 2	Topologia 3
Proprietário	86,41%	86,41%	86,41%
Membro da micro-rede	7,16%	5,87%	-

Pode-se observar, pelo Quadro19, que os proprietários dos sistemas fotovoltaicos alcançaram um nível elevado de independência da rede convencional. Os baixos níveis de independência dos membros da micro-rede podem ser explicados pela curva de carga característica e por eles não aproveitarem energia acumulada nas baterias.

O índice de sustentabilidade para o membro da micro-rede na topologia 3 não foi especificado, pois se supôs apenas se tratar de um consumidor capaz de absorver todo o excesso de energia, sem especificar seu consumo total.

4.4. Estudo de caso

Os dados de consumo instantâneo de energia elétrica coletados no pavilhão de aulas II(PVB) da UFV são mostrados na Figura 18.

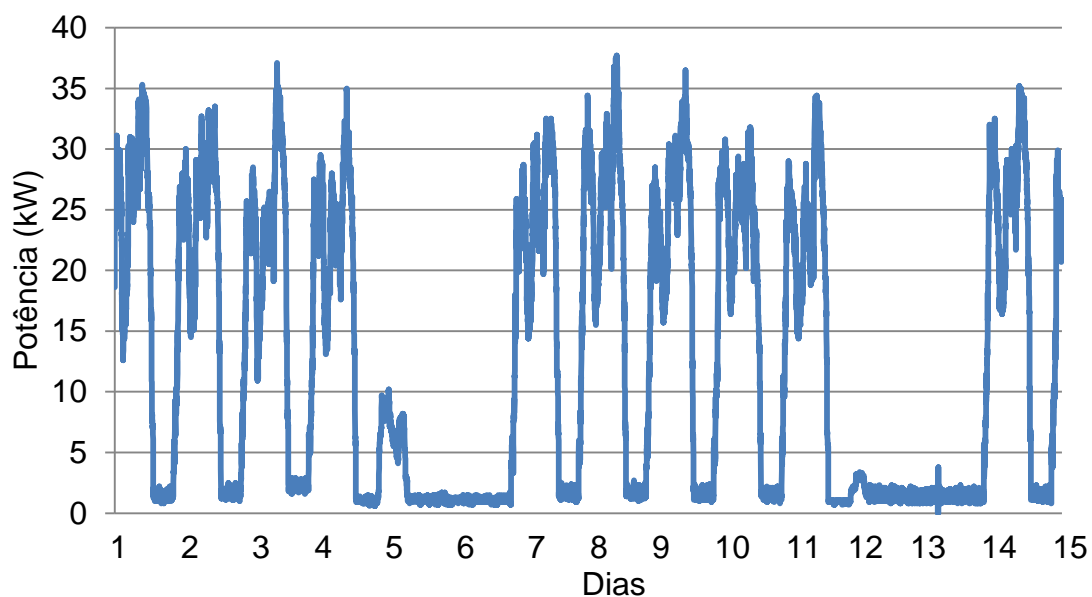


Figura 18 – Valores medidos de potência instantânea no PVB da UFV entre os dias 06/04/2010 e 20/04/2010.

Com os dados de consumo de energia elétrica foi dimensionado o sistema fotovoltaico para três dias de autonomia, seguindo os mesmos passos que foram seguidos para dimensionar os sistemas das residências. Foi considerada a carga instantânea média de 30 kW e doze horas diárias de funcionamento, durante cinco dias da semana. O consumo total durante o período de medição foi de 4.190,8 kWh. Estimou-se então o consumo mensal de aproximadamente 8.381,6 kWh. O número de baterias e de geradores necessários para atender a carga é mostrado no Quadro 20.

Quadro 20 – Geradores e baterias dimensionados para o PVB.

Equipamento	Quantidade
Gerador Kyocera KC 80	1292
Bateria Moura 12mc220	512

A área de cada gerador fotovoltaico do modelo escolhido é de 0,636 m². A área total disponível na cobertura do prédio é de 1100 m². Como a área total necessária é de 821,7 m² há espaço suficiente para instalação dos geradores.

Considerando os mesmos preços usados no caso das micro-redes, o valor do investimento com geradores e baterias chega a R\$ 1.970.240,00.

Considerando a participação de cada equipamento na composição do preço do sistema completo, a adição dos controladores de carga, inversores de

frequência, cabeamento e manutenção, pode elevar o investimento inicial a, aproximadamente, R\$ 2.109.000,00.

Para o período em que as medições foram feitas, o consumo médio nos dias de semana foi de 381 kWh. As simulações realizadas com o sistema dimensionado indicam uma média de 484 kWh/dia gerados. Nas três horas de ponta diária tem-se o consumo médio de 90 kWh.

Utilizando as baterias para suprir o fornecimento na ponta e o restante da energia gerada para atender a carga em outros horários e recarregar as baterias, pode-se garantir o suprimento médio diário de 431,15 kWh, que é superior ao consumo do edifício. O excedente pode ser aproveitado por outro prédio da instituição.

As tarifas pagas pela UFV nos horários de ponta e fora da ponta no mês de julho de 2011 foram, respectivamente, R\$ 0,2932/kWh e R\$ 0,1852/kWh. A economia média diária é de R\$ 89,57, totalizando em um mês de aulas R\$ 2.687,07. Anualmente tem-se a economia total de R\$ 32.244,84.

Em uma análise de vida útil do sistema de 25 anos tem-se a VPL negativa de R\$ 1.647.003,27, mostrando que o sistema é inviável para a UFV, principalmente pelo baixo valor da tarifa de energia paga.

5. CONCLUSÕES

Este trabalho foi desenvolvido para avaliar a viabilidade econômica da instalação de micro-redes de energia com geração fotovoltaica e armazenamento de energia. Foram avaliadas situações assumindo variação de parâmetros econômicos e discutidas situações futuras relativas à legislação e programas que podem beneficiar a utilização de geração fotovoltaica.

Foram dimensionados os sistemas fotovoltaicos para as micro-redes e simuladas três diferentes topologias. Os resultados mostraram que, com os preços atualmente praticados, os sistemas fotovoltaicos com armazenamento ainda são inviáveis economicamente.

Vários fatores podem ser combinados para tornar o uso de geração fotovoltaica por consumidores residenciais uma alternativa viável. Assim como foi necessário no passado ações políticas para criação do mercado do álcool combustível, e atualmente com o biodiesel, serão necessárias no Brasil leis e

políticas de incentivo ao uso da energia solar fotovoltaica, premiando o investidor.

Com a criação e expansão do mercado de energia fotovoltaica no Brasil e, conseqüentemente, a queda nos preços dos componentes dos sistemas, a energia solar fotovoltaica se tornaria atrativa para o consumidor residencial. A criação do mercado depende das ações de incentivo do governo. Na Alemanha, país com o mais bem sucedido mecanismo de incentivo às fontes renováveis de energia, a operadora da rede é obrigada a comprar toda a eletricidade de fontes renováveis por uma tarifa superior ao preço convencional.

Questões regulatórias e técnicas ainda precisam ser discutidas no Brasil. O modelo de micro-rede proposto neste trabalho não é possível de ser realizado no Brasil por questões legais sobre comercialização de energia. Para tornar as micro-redes uma realidade no Brasil precisam ser discutidas e formalizadas questões técnicas relativas à conexão elétrica entre consumidores residenciais e com a rede.

Em um país como o Brasil, localizado em uma região com altos níveis de radiação solar, a energia solar fotovoltaica leva vantagem sobre outras fontes alternativas de energia no quesito disponibilidade do recurso.

6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABOUZHR, I.; RAMAKUMAR, R. Loss of Power Supply Probability of Stand-Alone Photovoltaic Systems. IEEE Transactions on Energy Conversion, v. 6, n. 1, p. 1-11, mar. 1991.

AGALGAONKAR, A.P.; DOBARIYA, C.V.; KANABAR, M.G.; KHAPARDE, S.A.; KULKARNI, S.V.; , "Optimal sizing of distributed generators in microgrid," Power India Conference, IEEE. 2006. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/xpls/abs_all.jsp?arnumber=1632627>

ANEEL. BIG - Banco de informações de Geração, <www.aneel.gov.br/area.cfm?id_area=15>. Acesso em: 01 jun 2010.

ANEEL. DECRETO Nº 5.163, DE 30 DE JULHO DE 2004.

ANEEL. LEI Nº 9.074, DE 7 DE JULHO DE 1995.

ANEEL. LEI Nº 9.427, DE 26 DE DEZEMBRO DE 1996.

ANEEL. LEI Nº 9.648, DE 27 DE MAIO DE 1998.

BARNES, M.; DIMEAS, A.; ENGLER, A.; FITZER, C.; HATZIARGYRIOU, N.; JONES, C.; PAPATHANASSIOU, S.; VANDENBERGH, M. "MICROGRID LABORATORY FACILITIES," Future Power Systems, 2005 International Conference On , vol., no., pp.6 pp.-6, 18-18 nov. 2005.

BEN (2008). Balanço Energético Nacional, Empresa de Pesquisa Energética, Rio de Janeiro, 2008.

BOROWY, B. S.; SALAMEH, Z. M. Methodology for optimally sizing the combination of a battery bank and PV array in a wind/PV hybrid system. IEEE Transactions on Energy Conversion, v.11, n. 2, p. 367-375, jun. 1996.

BORTONI, E. Procedimentos de distribuição no Brasil: regras para o acesso. Revista Brasileira de Energia, v. 13, n. 2, p. 37-53, 2007.

CABRAL, C. V. T. Análise de dimensionamento estocástico e determinístico de sistemas fotovoltaicos isolados. 2006. 198 p. Tese de Doutorado (Doutorado em Engenharia Agrícola) – Universidade Federal de Viçosa, Viçosa, MG.

CRESESB – CEPEL; GTES – Grupo de Trabalho de Energia Solar. Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos. Coleção Tópicos de atualização em equipamentos elétricos. Rio de Janeiro, 1999. 204p.

DUFFIE, J.A., BECKMAN, W.A. Solar Engineering of Thermal Process. Wiley-Interscience Publication, John Wiley and Sons, 1980.

ELETROBRAS. Procel - Programa nacional de conservação de energia elétrica <<http://www.eletrobras.com/elb/procel/main.asp>> Acesso em: 30 maio 2011.

FUNABASHI, T.; YOKOYAMA, R.; "Microgrid field test experiences in Japan," Power Engineering Society General Meeting, vol., no., pp.2, pp., 0-0 0, IEEE, 2006.

GALDINO M.A. A Experiência de Dois Anos de Operação do Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede do CEPEL. XVIII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, 2005.

HECKTHEUER, L. A. Análise de associações de módulos fotovoltaicos. 2001. 117 p. Tese de doutorado (Doutorado em Engenharia Mecânica) Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2001.

IQBAL, M. An Introduction to Solar Radiation. Department of Mechanical Engineering. The University of British Columbia, Academic Press, Vancouver, Canadá, 1983, 320p.

KING, D. Electric power micro-grids: opportunities and challenges for an emerging distributed energy architecture. Ph.D. Thesis. Department of Engineering and Public Policy, Carnegie Mellon University, Pittsburgh, PA. 2006.

KRAUTER, S. AND KISSEL, J. *Renewable Energy in Latin America – Actual State and Potential of Renewable Energies in the Region*. In: RE-focus, Elsevier, January/February, p. 20–26, 2005.

LASSETER, R.; AKHIL, A.; MARNAY, C.; STEVENS, J.; DAGLE, J.; GUTTROMSON, R.; MELIOPOULOUS, A. S.; YINGER, R.; ETO, J. White paper on integration of distributed energy resources: The CERTS Microgrid concept. Berkeley Lab Report LBNL-50829, University of California, Berkeley. Berkeley, CA, 2002, 46p.

LASSETER R.H. *Microgrids and Distributed Generation*. *Journal of Energy Engineering*, American Society of Civil Engineers, Set. 2007.

LASSETER, R.; PIAGI, P. Extended microgrid using (DER) Distributed Energy Resources. IEEE PES Power Engineering Society General Meeting 2007, Florida, USA, 2007.

LIDULA, N.W.A.; RAJAPAKSE, A.D. Microgrids research: A review of experimental microgrids and test systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v15. 2011,

LORENZO, E. *Electricidad Solar Ingeniería de los Sistemas Fotovoltaicos*. 1 ed, Instituto de Energia Solar, Universidade Politécnica de Madrid, 1994. 338 p.

Matz, M., Szklo, A. Problemas no Financiamento de Geração Distribuída de Energia Elétrica a partir de Fontes Renováveis . I Jornada Científica AB3E, 2007

MME. Ministério de Minas e Energia. Portaria 447, de 31 de dezembro de 2004.

ROMAGNOLI, H.C. Identificação de Barreiras à Geração Distribuída no Marco Regulatório Atual do Setor Elétrico Brasileiro. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de São Carlos, 127 p. 2005.

RÜTHER, R; KNOB, P.J; JARDIM, C.S; REBECHI, S.H. Potential of building integrated photovoltaic solar energy generators in assisting daytime peaking

feeders in urban areas in Brazil. *Energy Conversion & Management*, v. 49, n.5, p.1074-1079. 2008.

SAFIE, F. M. Probabilistic modeling of solar power systems. *IEEE Proceedings Annual Reliability and Maintainability Symposium*, 1989.

SALAMEH, Z. M.; BOROWY, B. S.; AMIN, A. R. A. Photovoltaic module-site matching based on the capacity factors. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, v. 10, n. 2, p. 326-332, jun. 1995.

SALAMONI, I.T., RÜTHER R. *O Potencial Brasileiro da Geração Solar Fotovoltaica Conectada à Rede Elétrica: Análise de Paridade de Rede*. IX Encontro Nacional e V Latino Americano de Conforto no Ambiente Construído. 2007.

SHELL. Cenarização: consumo mundial de energia em 2060. Disponível em: www.shell-wollishofen.ch/div/weltenergieverbrauch.htm Acesso em 01 de junho de 2010.

SOUZA, A.N.; COSTA JUNIOR, P.; OLIVEIRA, R.; ZAGO, M.G.; PAPA, J.P.; GASTADELLO, D.S. Algoritmos para estimar curvas de carga a partir de padrões de hábitos de consumo. 9th Brazilian Conference on Dynamics, Control and their Applications. 2010

TOLEDO, O.M. Desenvolvimento de metodologia para análise decisória de inserção de geração fotovoltaica distribuída e armazenamento de energia interligada ao sistema elétrico de potência. Tese de doutorado. Departamento de Engenharia Agrícola. Universidade Federal de Viçosa. 2010. 184 p.

TOLEDO, O.M.; OLIVEIRA FILHO, D.; DINIZ, A.S.A.C. Distributed photovoltaic generation and energy storage systems: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. v.14, p. 506-511, 2010.

UFPR. Universidade Federal do Paraná. Apostila de meteorologia básica. Disponível em: <http://fisica.ufpr.br/grimm/aposmeteo/cap3/cap3-5.html>. Acesso em: 01 de junho de 2010.

VARELLA , F.K.O.M., CAVALIERO, C.K.N., SILVA, E.P. Energia Solar Fotovoltaica no Brasil: Incentivos Regulatórios. Revista Brasileira de Energia, v. 14, n. 1, p. 9-22, 2008.

VIANA, T.; RÜTHER, R. Análise de desempenho de um sistema fotovoltaico de 10 kWp conectado à rede elétrica, Anais do I Congresso Brasileiro de Energia Solar, Fortaleza, 8 a 11 de abril, versão digital em CD, 2007.

ZILLES, R.; MACEDO, W. N. Contribuição Energética de um Sistema Fotovoltaico Conectado à rede de Baixa Tensão. Anais do I Congresso Brasileiro de Energia Solar, I CBENS, Fortaleza, 8 a 11 de abril. 2007. Disponível em : <http://www.ufpa.br/gedae/CBENS2007_04.pdf>

7. ANEXO A

Quadro 21 – Planilha para o cálculo do consumo de cargas

Planilha # 1 - Cálculo de Consumo das Cargas

1	2	3	4	5A	5B	6	7	8	9	10
Descrição das Cargas	Qtd.	Corrente da Carga (A)	Tensão da Carga (V)	Potência da Carga CC (W)	Potência da Carga CA (W)	Ciclo de Serviço Diário (h/dia)	Ciclo de Serviço Semanal (dias/sem.)	Eficiência na Conversão de Potência (decimal)	Tensão Nominal do Sistema (V)	Consumo Amp.hora (Ab/dia)
CC		x	x	=	N/A	x	/+7	+		
CC		x	x	=	N/A	x	/+7	+		
CC		x	x	=	N/A	x	/+7	+		
CC		x	x	=	N/A	x	/+7	+		
CA		x	x	N/A	=	x	/+7	+		
CA		x	x	N/A	=	x	/+7	+		
CA		x	x	N/A	=	x	/+7	+		
CA		x	x	N/A	=	x	/+7	+		
11	Potência Total das Cargas CC e CA (W)				C 11A	C 11B	12		Consumo Total Ampère-hora (Ab/dia)	

13	14	15	16	17	18	19	20
Potência Total das Cargas CC (W)	Potência Total das Cargas CA (W)	Tensão Nominal do Sistema (V)	Estimativa da Corrente de Pico (A)	Consumo Total Ampère-hora (Ab/dia)	Fator de Eficiência da Fiação (decimal)	Fator de Eficiência da Bateria (decimal)	Consumo Ampère-hora Corrigido (Ab/dia)
11A	11B	9	A	12			=
	+	+				+	

Fonte: CRESESB, 1999

Quadro 22 – Planilha para a determinação da corrente e ângulo de inclinação do arranjo fotovoltaico

Planilha # 2 - Determinação da Corrente e do Ângulo de Inclinação do Arranjo

21	Localização do Sistema		Latitude		Longitude	
	Localização da Medição		Latitude		Longitude	
	Inclinação da Latitude - 15°		Inclinação da Latitude		Inclinação da Latitude + 15°	
M	22A	23A	22B	23B	22C	23C
E	Carga Corrigida (Ah/dia)	Sol Pleno (h/dia)	Carga Corrigida (Ah/dia)	Sol Pleno (h/dia)	Carga Corrigida (Ah/dia)	Sol Pleno (h/dia)
S	20	24A	20	24B	20	24C
		Corrente de Projeto (A)		Corrente de Projeto (A)		Corrente de Projeto (A)
J	+	=	+	=	+	=
F	+	=	+	=	+	=
M	+	=	+	=	+	=
A	+	=	+	=	+	=
M	+	=	+	=	+	=
J	+	=	+	=	+	=
J	+	=	+	=	+	=
A	+	=	+	=	+	=
S	+	=	+	=	+	=
O	+	=	+	=	+	=
N	+	=	+	=	+	=
D	+	=	+	=	+	=

Selecionar a maior corrente de projeto e sol pleno correspondente para cada latitude e entrar nos campos abaixo	
Latitude -15°	
25A	26A
Sol pleno (h/dia)	Corrente de Projeto (A)

Selecionar a maior corrente de projeto e sol pleno correspondente para cada latitude e entrar nos campos abaixo	
Latitude	
25B	26B
Sol pleno (h/dia)	Corrente de Projeto (A)

Selecionar a menor corrente de projeto e sol pleno correspondente	
Latitude +15°	
25C	26C
Sol pleno (h/dia)	Corrente de Projeto (A)

27	28
Sol Pleno (h/dia)	Corrente de Projeto (A)
Angulo de Inclinação	=

NOTA: Não misturar dados de arranjos fixos e móveis na mesma planilha.

Quadro 23 – Planilha para o dimensionamento do banco de baterias

Planilha # 3 - Dimensionamento do Banco de Baterias

29	Consumo Ampère-hora corrigido (AH/dia)	D	30	Dias de Armazenamento	D	31	Profundidade de Descarga Máxima (decimal)	D	32	Desconto por Temperatura (decimal)	D	33	Capacidade necessária para a bateria (Ah)	34	Capacidade da Bateria Seleccionada (Ah)	35	Número de Baterias em Paralelo
20			X			÷			÷			=		÷		=	

36	Tensão Nominal do Sistema (V)	37	Tensão Nominal da Bateria (V)	38	Número de Baterias em Série	39	Número de Baterias em Paralelo	40	Número Total de Baterias
9		÷		=		35	X	=	

NOTA: Campo 35 - Arredondar para cima para projetos críticos.

41	Número de Baterias em Paralelo	42	Capacidade da Bateria Seleccionada (Ah)	43	Capacidade da Bateria do Sistema (Ah)	44	Profundidade de Descarga Máxima (decimal)	45	Capacidade Util da Bateria (Ah)
35		34	X	=		31	X	=	

Informações sobre a Bateria	
Fabricante	
Modelo	
Tipo	
Tensão Nominal (V)	
Capacidade Nominal (Ah)	

Quadro 25 – Planilha para o dimensionamento do arranjo fotovoltaico (cont.)

Planilha # 4 - (Continuação) - Distribuição do Arranjo Fotovoltaico

58	59	60	63	64	65
Número de Módulos em Paralelo	Corrente Nominal do Módulo (A)	Corrente Nominal do Arranjo (A)	Número de Módulos em Série	Tensão Nominal do Módulo (V)	Tensão Nominal do Arranjo (V)
	X	=		X	=
50	61	62	66	67	
	Corrente de Curto Circuito do Módulo (A)	Corrente de Curto Circuito do Arranjo (A)	Tensão de Curto Circuito do Módulo (V)	Tensão de Curto Circuito do Arranjo (V)	
	X	=	X	=	

Informações sobre o Módulo Fotovoltaico					
Fabricante/Modelo	Tensão Nominal				
Comprimento	Largura	Espessura			
Peso	Diodo de "By-pass"		S	N	
Tensão (V)	Na Condição Padrão de Teste	Circuito Aberto	Valor esperado para temperatura mais elevada		
Corrente (A)	Na Condição Padrão de Teste	Curto Circuito			

NOTA: Usar as especificações fornecidas pelo fabricante nos campos relativos às informações sobre o módulo fotovoltaico.

Quadro 26 – Planilha para especificação do controlador de carga

Especificação do Controlador de Carga

A1	A2	A3	A4
Corrente de Curto Circuito do Arranjo (A)	Corrente Mínima do Controlador (A)	Capacidade do Controlador (Lado do Arranjo) (A)	Controladores em Paralelo
61	X	=	=
1.25	X	÷	=

A5	Controlador de Carga
	Fabricante/Modelo _____
	Tipo _____
	Tensão do Sistema _____
	"Set-points" Ajustáveis (x) _____
	Compensação de Temperatura _____ ()
	"Threshold" de Tensão Elevada _____ ()
	"Threshold" de Tensão Baixa _____ ()
	Desconexão a Tensão Baixa _____ ()
	Proteção Corrente Reversa _____ ()
	Seguidor do Ponto de Máxima Potência _____ ()
	Medidores (x) _____
	Tensão do Sistema _____ ()
	Corrente do Arranjo _____ ()
	Corrente para a Carga _____ ()

Fonte: CRESESB, 1999

Quadro 27 – Planilha para especificação dos dispositivos de condicionamento de potência

Especificação dos Dispositivos de Condicionamento de Potência

Inversor		Conversor	
Requisitos do Sistema		Requisitos do Sistema	
B1	Forma de onda		
B2	Tensão do Sistema (CC)		(V)
B3	Tensão do Sistema (CA)		(V)
B4	Capacidade de Surto		(W)
B5	Potência Total (CA)		(W)
B6	Carga CA Máxima (Simples)		(W)
B7	Carga CA Máxima (Simultânea)		(W)
B8	Tempo de Operação do Inversor com Carga Máxima Simultânea		(min.)
B9	Taxa de Serviço Contínuo do Inversor		(W)
B10	Eficiência do Inversor necessária com carga		(%)
B11		C5	
Especificações do Inversor		Especificações do Conversor	
Fabricante		Fabricante	
Modelo		Modelo	
Forma de Onda		Tensão de Entrada	
Tensão de Entrada (CC)		Tensão de Saída	
Tensão de Saída (CA)		Corrente de Saída	
Capacidade de Surto		Temperatura de Operação	
Características (x)		Características (x)	
Carregamento da Bateria		Tensão de Saída Ajustável	
Voltmetro		()	
Control Remoto		()	
Partida de Gerador Auxiliar		()	
Chave de Transferência		()	
Seguidor do Ponto de Máxima Potência		()	

Fonte: CRESESB, 1999