

CARLOS EDUARDO CAMARGO NOGUEIRA

**DIMENSIONAMENTO DE SISTEMAS INTEGRADOS
DE ENERGIA EM AMBIENTES RURAIS**

FLORIANÓPOLIS

2004

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA

**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO
EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**DIMENSIONAMENTO DE SISTEMAS INTEGRADOS
DE ENERGIA EM AMBIENTES RURAIS**

Tese submetida à
Universidade Federal de Santa Catarina
como parte dos requisitos para a
obtenção do grau de Doutor em Engenharia Elétrica

CARLOS EDUARDO CAMARGO NOGUEIRA

Florianópolis
Dezembro de 2004

AGRADECIMENTOS

Ao Professor Hans Helmut Zürn, pela valiosa orientação, amizade, confiança e apoio dados ao longo de todas as etapas deste trabalho. Agradeço, sobretudo, pelo grande exemplo de vida.

Aos Professores da banca examinadora, pelas valiosas sugestões dadas ao trabalho, pela revisão cuidadosa do texto e pelo interesse e encorajamento.

Aos Professores do curso, pela amizade e por todos os conhecimentos transmitidos.

Aos amigos do LABSPOT, em especial ao Joni, Andréa, Thelma e Richard, pelo apoio e amizade durante todo esse período.

À secretária do LABSPOT e ao secretário da pós-graduação, pela gentileza e simpatia constantes.

À minha esposa Elisa e aos meus filhos Iasmin e Vitor. A eles dedico, com amor, este trabalho.

À UNIOESTE e CAPES pelo apoio financeiro.

Resumo da Tese apresentada à UFSC como parte dos requisitos necessários
para obtenção do grau de Doutor em Engenharia Elétrica

DIMENSIONAMENTO DE SISTEMAS INTEGRADOS DE ENERGIA EM AMBIENTES RURAIS

Carlos Eduardo Camargo Nogueira

Dezembro/2004

Orientador: Prof^o Hans Helmut Zürn, Ph.D.

Área de Concentração: Sistemas de Potência

Palavras-chave: Energização Rural, Fontes Alternativas de Energia e Sistemas Integrados de Energia.

Número de Páginas: 134

Este trabalho propõe o desenvolvimento de um novo modelo para dimensionamento de sistemas integrados de energia aplicados à ambientes rurais, a partir da utilização de ferramentas de simulação e otimização desenvolvidas em MATLAB 6.0. Essas ferramentas possibilitam estabelecer a melhor combinação entre fontes energéticas e cargas ao longo do tempo. O dimensionamento realizado utiliza fontes renováveis locais (hidráulica, solar, eólica e biomassa) e outras fontes energéticas (eletrificação rural convencional e geração a diesel), e visa minimizar o custo do sistema, mantendo um nível desejado de confiabilidade para o mesmo. A confiabilidade é baseada no conceito de probabilidade de perda de fornecimento de energia à carga (LPSP) para períodos de horas consecutivas. As necessidades energéticas consideradas para uma propriedade rural típica são agrupadas em três categorias: energia para cozimento, energia para aquecimento de água e energia para produção de eletricidade. Os dispositivos utilizados para conversão energética são os módulos fotovoltaicos, geradores eólicos, coletores solares, biodigestores, microcentrais hidrelétricas e baterias de chumbo-ácido. A partir do modelo de otimização desenvolvido, inúmeras simulações são realizadas visando à comparação e análise de diferentes cenários e metodologias. A comparação com as metodologias determinísticas e probabilísticas, apresentadas na literatura, mostra inúmeras vantagens na utilização do novo modelo, particularmente no que se refere à otimização do sistema energético. Os demais resultados obtidos contemplam o dimensionamento completo dos dispositivos de conversão energética, um balanço energético anual detalhado e uma análise econômica do sistema. Nesta análise é calculada, inclusive, a distância limite para ampliação das redes de distribuição rural e o preço limite do litro do óleo diesel, para que estas fontes apresentem maior viabilidade econômica em relação às fontes renováveis locais.

Abstract of Thesis presented to UFSC as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Doctor in Electrical Engineering

SIZING OF INTEGRATED ENERGY SYSTEMS IN RURAL AREAS

Carlos Eduardo Camargo Nogueira

December/2004

Advisor: Prof^o Hans Helmut Zürn, Ph.D.

Area of Concentration: Power Systems

Keywords: Rural Energy, Energy Alternative Sources, Integrated Energy Systems

Number of Pages: 134

This work proposes the development of a new model for sizing integrated energy systems, useful for rural areas, using simulation and optimization tools developed in MATLAB 6.0. These tools can establish the best combination between energy sources and loads along the time. The sizing model uses local renewable sources (hydraulics, solar, wind and biomass) and other energy sources (conventional rural electrification and diesel generation), and produces a system with minimum cost and high reliability level. The reliability is based on the concept of loss of power supply probability (LPSP) for periods of consecutive hours. The desired energy for a typical rural area is divided in three categories: energy for cooking, energy for heating water and energy for electricity production. The devices used for energy conversion are PV panels, wind generators, solar collectors, biodigestors, hydroelectric generators and lead-acid batteries. With the optimization model, many different scenarios are calculated and different methodologies are compared. The comparison with deterministic and probabilistic methodologies, proposed in some works, shows advantages for the new model, particularly concerning the optimization of the energy system. The other results show the complete sizing of the energy conversion devices, a detailed annual energy balance and an economic evaluation of the system. Besides, it is calculated the limit distance for expansion of the rural energy distribution and the limit price for the diesel oil liter, for these sources present an economic feasibility when compared with the local renewable sources.

Sumário

Lista de Figuras	viii
Lista de Tabelas	x
1 Introdução	1
1.1 Estrutura da Tese	5
2 Situação da energia no meio rural	7
2.1 Introdução	7
2.2 Caracterização das cargas	7
2.3 Conclusões	12
3 Fontes de energias renováveis	13
3.1 Introdução	13
3.2 Energia hidráulica	14
3.2.1 Potência necessária	17
3.2.2 Unidade geradora	18
3.3 Energia solar	20
3.3.1 Radiação solar	21
3.3.2 Células fotovoltaicas	22
3.3.3 Coletores solares para aquecimento de água	27
3.3.4 Modelo estatístico para representação da radiação solar	30
3.4 Energia eólica	32
3.4.1 Velocidade do vento e potência eólica	33
3.4.2 Turbinas eólicas	37
3.4.3 Modelo estatístico para representação da velocidade do vento	41
3.5 Energia da biomassa	42
3.5.1 Digestão anaeróbica	44
3.5.2 Fatores que afetam a biodigestão	48
3.5.3 Biodigestores	50
3.6 Sistemas de armazenamento de energia	53
3.7 Conclusões	56
4 Eletrificação rural convencional e geração a diesel	57
4.1 Introdução	57
4.2 Eletrificação rural convencional	58
4.3 Geração a diesel	61
4.4 Conclusões	64

5	Análise econômica de projetos	65
5.1	Introdução	65
5.2	Análise econômica	65
5.2.1	Métodos de comparação de alternativas de investimento	68
5.3	Conclusões	71
6	Dimensionamento de sistemas integrados de energia	72
6.1	Introdução	72
6.2	Considerações gerais sobre dimensionamento	73
6.3	Dimensionamento baseado em método determinístico	75
6.4	Dimensionamento baseado em método probabilístico	80
6.5	Dimensionamento otimizado de sistemas energéticos	89
6.5.1	Análise de custos	96
6.5.2	Modelo de otimização	100
6.6	Conclusões	105
7	Resultados numéricos	106
7.1	Introdução	106
7.2	Dados utilizados para os exemplos de simulação	106
7.3	Resultados das simulações realizadas para os diferentes métodos de dimensionamento	110
7.4	Resultados das simulações realizadas para o método do dimensionamento otimizado	113
7.4.1	Dimensionamento com variação da LPSP	113
7.4.2	Dimensionamento com pré-determinação de algumas variáveis	116
7.4.3	Dimensionamento com variação de parâmetros econômicos	117
7.4.4	Custo comparativo das fontes energéticas	118
7.4.5	Balanco energético detalhado	120
7.5	Conclusões	123
8	Conclusões e sugestões para trabalhos futuros	124
8.1	Introdução	124
8.2	Contribuições efetivas deste trabalho	126
8.3	Sugestões para trabalhos futuros	126
	Referências Bibliográficas	128

Lista de Figuras

2.1	Curva de carga anual	8
2.2	Curva anual de duração de carga	10
3.1	Arranjo típico de uma microcentral hidrelétrica	16
3.2	Circuito elétrico equivalente de uma célula solar	24
3.3	Curva característica típica de uma célula solar de Silício	25
3.4	Sistema de geração fotovoltaica em áreas isoladas	27
3.5	Sistema de aquecimento solar por termossifão	28
3.6	Histogramas e funções densidade de probabilidade para dois intervalos de radiação solar, obtidos para uma determinada hora de um dia típico no mês ...	31
3.7	Velocidade do vento antes e após a passagem pelo aerogerador	33
3.8	Distribuição das velocidades do vento	34
3.9	Coefficiente de potência (C_p) para diferentes turbinas	35
3.10	Curva de potência de uma turbina eólica de 40,3 m de diâmetro	39
3.11	Histograma e função densidade de probabilidade para velocidade do vento, obtidos para uma determinada hora de um dia típico no mês	42
3.12	Fontes de biomassa, processos de conversão e biocombustíveis	43
3.13	Biodigestor tipo indiano	51
4.1	Diagrama de uma microcentral a diesel	62
5.1	Fator de valor presente de uma unidade monetária em função de anos futuros, considerando uma taxa de juros de 10 %	67
5.2	Comparação de custos da UHE e UTE para diferentes taxas de juros	71
6.1	O “estado de carga” da bateria em função do tempo	82
6.2	Função de distribuição complementar	83
6.3	LPSP em função da potência dos módulos fotovoltaicos (P_S) e da capacidade das baterias (W_B)	86
6.4	Método gráfico para obtenção da solução ótima, em função da potência dos módulos fotovoltaicos (P_S) e da capacidade das baterias (W_B)	87
6.5	Fluxograma para o cálculo otimizado das disponibilidades energéticas para a carga 2 (energia elétrica)	93
6.6	Fluxograma para o cálculo otimizado das disponibilidades energéticas para a carga 3 (água quente)	95

7.1	Curva de carga anual (base diária) para energia elétrica (ao alto) e água quente (embaixo)	110
7.2	Variação da energia total gerada (no alto) e do custo total das fontes renováveis (embaixo) em função do valor da LPSP estabelecida em projeto, utilizando-se séries horárias históricas e médias horárias para o cálculo das potências solar e eólica	115
7.3	Excesso/déficit de geração de energia elétrica ao longo do ano (no alto) e detalhe do período crítico do ano onde ocorre o maior déficit (embaixo)	122
7.4	Excesso/déficit de produção de água quente ao longo do ano (no alto) e detalhe do período crítico do ano onde ocorre o maior déficit (embaixo)	123

Lista de Tabelas

3.1	Produção de biogás a partir de 100 kg de esterco de galinha	46
3.2	Produção de gás por dejetos de animais semi-estabulados	48
3.3	Consumo de biogás	48
3.4	Sistemas de bateria para armazenamento de energia elétrica	56
4.1	Índices médios do Programa de Eletrificação Rural	60
4.2	Tarifa de energia elétrica para o grupo B2	61
4.3	Custos e consumos médios de grupos geradores diesel	63
5.1	Avaliação econômica de um aerogerador de 500 kW	69
6.1	Exemplo de simulação horária de geração fotovoltaica	74
7.1	Resultado do dimensionamento de sistemas energéticos utilizando-se diferentes metodologias de cálculo	112
7.2	Resultado do dimensionamento otimizado de sistemas energéticos, utilizando-se séries históricas horárias para o cálculo das potências solar/eólica, e diferentes níveis de LPSP estabelecidos em projeto (0, 5, 10 e 15%)	114
7.3	Resultado do dimensionamento otimizado de sistemas energéticos, utilizando-se médias horárias para o cálculo das potências solar e eólica, e diferentes níveis de LPSP estabelecidos em projeto (0, 5, 10 e 15%)	114
7.4	Resultado do dimensionamento otimizado de sistemas energéticos, utilizando-se séries históricas horárias para o cálculo das potências solar e eólica, e assumindo-se valores pré-definidos para algumas variáveis (as variáveis pré-definidas são a potência hidrelétrica e o volume do biodigestor, destacadas em negrito)	116
7.5	Resultado do dimensionamento otimizado de sistemas energéticos, utilizando-se séries históricas horárias para o cálculo das potências solar e eólica, e considerando-se a variação de alguns parâmetros econômicos estabelecidos inicialmente para o dimensionamento de referência	117
7.6	Quadro-resumo de custos comparativos	119
7.7	Parcela do balanço energético obtido no dimensionamento otimizado dos sistemas, utilizando-se séries históricas horárias para o cálculo das potências solar e eólica, e valores de LPSP de 10% e 50%, respectivamente para as cargas 2 e 3	121

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

O consumo de energia está rapidamente crescendo em vários países em desenvolvimento no mundo, promovendo o crescimento da economia, melhorando o nível de conforto das populações e satisfazendo suas necessidades e aspirações. Independentemente da origem, um aumento incontrolável no consumo energético pode resultar em impactos globais desfavoráveis em termos de deterioração do meio ambiente, aumento dos preços dos derivados de petróleo e de outros combustíveis fósseis, aumento da desigualdade econômica e social entre países ricos e pobres, e uma conseqüente instabilidade no mundo financeiro [1].

Grande parte do aumento da utilização de energia em países em desenvolvimento pode ser atribuída ao crescimento das áreas urbanas e industriais. As áreas rurais raramente recebem a atenção que merecem. A utilização local e integrada de fontes de energias renováveis oferece as melhores oportunidades para a energização de áreas rurais isoladas de países em desenvolvimento. Algumas vantagens dessa utilização podem ser descritas como: melhoria geral nas condições de vida dos habitantes locais, criação de novos postos de trabalho, diminuição do êxodo rural, diminuição da dependência de combustíveis importados, auto-suficiência energética, melhoria no balanço comercial do país, interiorização do desenvolvimento, melhoria da utilização e manejo de resíduos animais e agrícolas, conservação do meio ambiente devido à diminuição do uso de combustíveis fósseis, desenvolvimento e crescimento econômico para aproximadamente dois bilhões de pessoas no mundo (cerca de 30% da população atual).

Para que essas vantagens possam ser usufruídas, os países em desenvolvimento devem produzir energia numa escala muito maior que a presente, e de maneira racional e otimizada. Existem três possibilidades realistas para se fornecer energia ao meio rural: aumentar o consumo de petróleo e outros combustíveis fósseis; promover a eletrificação rural, utilizando geração elétrica convencional e centralizada; e utilizar fontes disponíveis de energias renováveis locais. A primeira possibilidade poderá trazer problemas ambientais, devido ao aumento da poluição, e econômicos, em países dependentes da

importação de combustíveis fósseis e carentes de tecnologias voltadas para os aproveitamentos energéticos. A segunda possibilidade irá depender de altos investimentos em sistemas de transmissão e distribuição, particularmente quando os consumidores são geograficamente esparsos e apresentam baixa densidade de carga. A terceira possibilidade, se aplicada corretamente, parece ser a mais lógica do ponto de vista econômico e ambiental. Apesar dessas considerações, deve-se fazer uma análise local detalhada, do ponto de vista econômico, social e ambiental, de projetos de energização rural, para que se possa determinar, a partir de todas as possibilidades contempladas, a que melhor responde aos anseios dos consumidores.

No Brasil, a possibilidade de aplicação das tecnologias de geração renovável de energia representa um importante vetor de desenvolvimento social e econômico para comunidades, isoladas ou não, de diversas regiões do país. Este tipo de iniciativa é fundamental para as estratégias que buscam a sustentabilidade do desenvolvimento e a democratização do acesso à energia em suas formas mais adequadas, favorecendo a geração de empregos, a melhoria da qualidade de vida, o uso ótimo das dimensões continentais e da diversidade de fatores sociais, econômicos e ambientais do País.

No Brasil, a utilização de novas fontes de energia renovável tomou ímpeto após a realização da Conferência das Nações Unidas sobre Meio Ambiente e Desenvolvimento, conhecida como Rio 92 (no Brasil) e ECO 92 (no exterior) [2]. Em abril de 1994, os Ministérios das Minas e Energia (MME) e da Ciência e Tecnologia (MCT) convocaram um encontro para Definição de Diretrizes para o Desenvolvimento das Energias Solar e Eólica no Brasil, onde foram levantadas ações que visaram identificar mecanismos e propor mudanças de políticas governamentais para permitir a disseminação do uso dessas formas de energia. Foi recomendado o estabelecimento de um Foro Permanente (instalado em outubro de 1993) para assegurar a implementação das diretrizes e a criação de Centros de Referência para as diversas tecnologias que vieram a se materializar, como o Centro de Referência em Energia Solar e Eólica – CRESESB, o Centro de Referência em Biomassa – CENBIO e o Centro de Referência em Pequenas Centrais Hidrelétricas – CERPCH, estabelecidos em 1994, 1996 e 1997, respectivamente. O setor privado também se organizou e criou, em novembro de 1994, a Associação Brasileira de Empresas de Energia Renovável e Eficiência Energética – ABEER, formada por representantes de empresas que atuam nestes segmentos no país. Em dezembro de 1994, por meio de Decreto Presidencial, foi criado o Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios

(PRODEEM), com o objetivo de prover energia básica a comunidades remotas, não assistidas pela rede elétrica, e instalar, sobretudo, sistemas fotovoltaicos para eletrificação de serviços comunitários (poços, centros de saúde, escolas, creches etc). Não contando com recursos orçamentários em seu primeiro ano de existência, o programa foi implantado com o apoio recebido da PETROBRÁS, ELETROBRÁS, CEPEL e Furnas e, posteriormente, iniciou o estabelecimento de parcerias com os demais órgãos governamentais e com o setor privado [2].

Em 1998, foi realizado o IV Encontro do Fórum Permanente de Energias Renováveis [3], em Recife, onde foram estabelecidas metas para o desenvolvimento das energias renováveis no Brasil. Dentre elas, pode-se citar: incentivo à substituição de combustíveis fósseis pela utilização de fontes renováveis de energia nos sistemas isolados; incentivo à geração complementar pela utilização de fontes renováveis de energia por produtores independentes e concessionárias; desenvolvimento sustentável da Amazônia Legal com base em recursos da biomassa; desenvolvimento do programa solar para consumidores residenciais; financiamentos especiais para irrigação de pequenas propriedades rurais e energização rural, utilizando fontes renováveis de energia; isenção temporária de impostos para fabricação e comercialização de equipamentos de geração de energia através de fontes renováveis; promoção de programas de educação e treinamento em energias renováveis; realização de um inventário dos potenciais brasileiros de energias renováveis; e outras.

Em 2002, foi aprovada a Lei 10.438, que cria o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA) e a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE). Essa Lei determina que as concessionárias, permissionárias de distribuição e agentes comercializadores deverão contratar, por um prazo de no mínimo 10 anos e por valor equivalente a 80% da tarifa média regional de fornecimento ao consumidor, a aquisição de toda a energia a ser produzida por empreendimentos a partir de fontes eólica, solar, PCHs e biomassa. Com os incentivos às energias renováveis, prevê-se que, em 20 anos, essas fontes, de forma isolada ou conjugada, atendam 10% do consumo anual de energia de todo o País [4].

Segundo RAMAKUMAR [1], o fornecimento de energia para uma variedade de cargas, a partir da utilização de duas ou mais fontes de energias renováveis, pode ser realizada, basicamente, por dois procedimentos:

- converter todas as fontes energéticas em uma única forma de energia (tipicamente elétrica, por ser bastante versátil). O termo “híbrido” é freqüentemente utilizado neste contexto;
- conciliar os recursos energéticos, necessidades e tecnologias para maximizar a eficiência final do sistema e minimizar o custo. Neste caso, a integração dos benefícios para o usuário final é o objetivo maior.

O primeiro procedimento é bastante conveniente do ponto de vista da uniformização na utilização e armazenamento energético, porém nem sempre é a opção mais econômica, e normalmente não resulta na utilização mais eficiente das fontes energéticas. O segundo procedimento, quando bem dimensionado, apresenta-se como uma opção possivelmente mais econômica.

Sistemas utilizando duas ou mais fontes de energias renováveis e duas ou mais tecnologias de conversão energética, para suprir uma variedade de diferentes cargas, são normalmente chamados de “sistemas integrados de energias renováveis”, ou, do inglês, integrated renewable energy systems (IRES). Tipicamente, esses sistemas funcionam isoladamente, com diferentes formas de armazenamento energético, mas também podem ser utilizados conjuntamente com fontes convencionais de energia e/ou geração a diesel, quando for o caso.

O objetivo geral deste trabalho foi desenvolver uma metodologia que permite realizar o dimensionamento de sistemas integrados de energia em áreas isoladas (normalmente áreas rurais), utilizando fontes renováveis locais (hidráulica, solar, eólica e biomassa) e outras fontes (eletrificação rural convencional e geração a diesel), visando minimizar o custo e manter um determinado nível de confiabilidade do sistema. Para a execução do modelo, foram utilizados dados de radiação solar, velocidade do vento, quantidade de biomassa, disponibilidade de potencial hidráulico, distância da propriedade às linhas de transmissão de energia elétrica mais próximas, curva de carga, custos associados a todas as fontes energéticas, etc.

Na revisão bibliográfica realizada, verificou-se que os métodos mais utilizados para dimensionamento de sistemas integrados de energia para áreas isoladas não contemplam alguns parâmetros que, numa análise mais profunda, tornam-se significativos num processo onde se deseja obter confiabilidade e custo mínimo. Neste contexto,

objetivando complementar os modelos de dimensionamento apresentados na literatura, desenvolveu-se um novo modelo para atender às seguintes proposições:

- contemplar a totalidade dos custos associados aos processos de conversão energética, como custos de instalação, operação, manutenção, mão-de-obra, transporte, etc;
- contemplar as variáveis estocásticas de radiação solar e velocidade do vento, e não somente utilizar seus valores médios anuais;
- verificar a viabilidade técnica e econômica da utilização de outras fontes energéticas, como geração a diesel ou eletrificação rural convencional, além das fontes de energia renováveis;
- otimizar os resultados de dimensionamento das fontes energéticas para todas as horas do ano, considerando a complementaridade das fontes ao longo do tempo;
- realizar uma análise econômica comparativa entre os sistemas energéticos, contemplando a possibilidade dos sistemas serem subsidiados pelo Governo.

A motivação deste trabalho foi oferecer uma contribuição para o dimensionamento de sistemas integrados de energia, contemplando todos os aspectos acima citados, de modo a buscar a melhor solução, técnica e econômica, para a energização de áreas rurais isoladas. O nível de confiabilidade utilizado no modelo refere-se à disponibilidade dos recursos energéticos, e não incorpora, a princípio, uma análise de falha dos equipamentos, de modo que os mesmos foram considerados como sendo 100% disponíveis. A análise de falha de equipamentos está incluída como sugestão para trabalhos adicionais no capítulo 8.

A importância deste trabalho encontra-se vinculada aos amplos benefícios econômicos e sociais que um processo de energização rural desencadeará para o País.

1.1 Estrutura da Tese

O conteúdo deste trabalho está organizado da seguinte forma:

O Capítulo 2 faz uma apresentação da demanda energética na área rural, salientando aspectos como curva de carga do sistema, fator de carga, combinação entre fonte energética e carga e tipos de cargas normalmente utilizadas.

O Capítulo 3 faz uma abordagem das fontes de energias renováveis com maior potencial de utilização na área rural, como aproveitamento de energia hidráulica, energia eólica, energia solar (para geração de energia elétrica e aquecimento de água) e energia da biomassa (especificamente na produção de biogás). Por fim são comentados alguns parâmetros referentes ao armazenamento de energia, particularmente energia elétrica, utilizando-se banco de baterias.

O Capítulo 4 faz uma abordagem geral de outras fontes energéticas, como eletrificação rural convencional e geração a diesel, enfatizando os custos associados a elas.

O Capítulo 5 faz uma revisão dos principais conceitos utilizados para se realizar uma análise econômica comparativa entre os diversos sistemas apresentados nos capítulos anteriores.

O Capítulo 6 apresenta algumas metodologias encontradas na literatura que visam o dimensionamento de fontes energéticas integradas, baseado em métodos determinísticos e probabilísticos. Por fim apresenta o modelo desenvolvido neste trabalho, que permite um dimensionamento otimizado do sistema energético, utilizando técnicas de simulação e programação linear.

O Capítulo 7 apresenta os exemplos numéricos e resultados de diferentes simulações realizadas para o dimensionamento integrado das fontes energéticas, a partir do modelo apresentado no capítulo anterior.

Finalmente, o Capítulo 8 apresenta as conclusões gerais e as propostas para trabalhos futuros.

CAPÍTULO 2

SITUAÇÃO DA ENERGIA NO MEIO RURAL

2.1 Introdução

As propriedades rurais são caracterizadas pelas grandes distâncias existentes entre elas, baixa concentração de cargas, alto custo de implantação da energia elétrica convencional e baixo retorno relativo para as concessionárias. Nas áreas rurais, a densidade de cargas pode ser menor que 30 W por quilômetro quadrado [5]. Independentemente de a área ser urbana, suburbana ou rural, a carga elétrica é função do tipo de consumidores, quantidade dos mesmos por unidade de área, potência dos equipamentos elétricos que são utilizados, tempo de utilização, etc.

Este capítulo apresenta alguns parâmetros referentes à utilização das cargas elétricas e algumas necessidades energéticas comuns em áreas rurais.

2.2 Caracterização das cargas

Algumas cargas encontradas no meio rural são bastante sazonais, como por exemplo, as cargas de refrigeração e irrigação, que apresentam consumo particularmente maior nos meses quentes do ano, e as máquinas de beneficiamento de grãos, que apresentam maior demanda em épocas de colheita. Essa variação de demanda em relação ao tempo é representada, genericamente, na figura 2.1, e é mais conhecida como curva de carga anual.

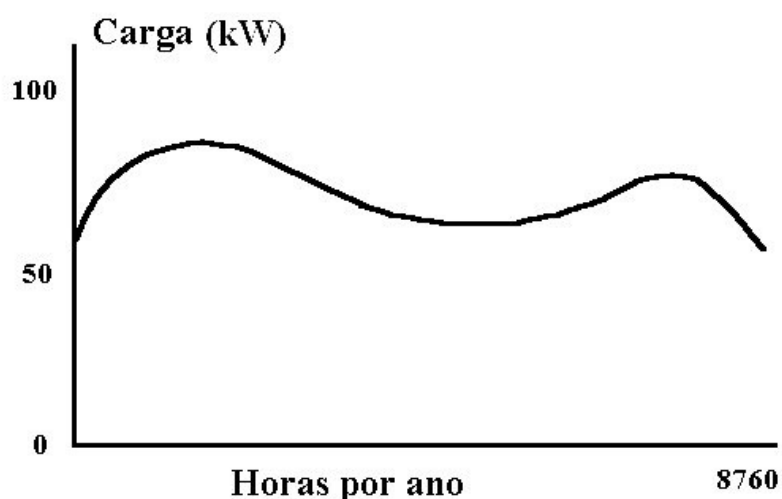


Figura 2.1. Curva de carga anual.

Tipicamente, os valores de maior interesse para o dimensionamento de fontes energéticas utilizadas para suprir a demanda, são: valor de pico de carga (máxima quantidade de potência que deve ser fornecida), a qual define, direta ou indiretamente, a capacidade requerida para os equipamentos de conversão de energia; e quantidade total de energia (área sob a curva) que deve ser fornecida durante o período analisado.

No estudo dos sistemas energéticos e, particularmente, para o caso dos sistemas elétricos, são adotados alguns parâmetros que expressam o nível de utilização destes sistemas, como expressado a seguir:

a) Fator de Carga (FC): corresponde à razão entre a demanda média e a demanda máxima da unidade consumidora, ocorridas no mesmo intervalo de tempo (Δt) especificado, sendo uma característica importante para consumidores de energia [6].

Assim:

$$FC = \frac{\text{demanda média em kW}}{\text{demanda máxima em kW}} = \frac{\text{kWh/h}}{\text{pico da demanda em kW}} \quad (2.1)$$

$$\text{Demanda média} = \frac{\int_{t_1}^{t_2} P(t) dt}{t_2 - t_1} \quad (2.2)$$

onde:

P é a potência instantânea consumida, kW;

$t_2 - t_1$ é o intervalo de tempo considerado.

Pode-se obter a demanda máxima distribuindo-se as potências dos equipamentos utilizados ao longo das horas de funcionamento durante o dia, e somando-se as potências desses componentes para cada período de funcionamento.

Uma expressão que relaciona a energia consumida em base anual, E_{anual} , a demanda máxima de potência, P_{max} , e o fator de carga, FC, é mostrada a seguir:

$$E_{\text{anual}} = 8760 \text{ FC } P_{\text{max}} \quad (2.3)$$

Quanto mais próximo de 1,0 (um) for o fator de carga, mais equilibrada será a distribuição do consumo de energia do sistema.

b) Fator de Capacidade (FCp): Esse fator, tal como o Fator de Carga, é definido como a razão entre a produção média e a produção máxima da fonte energética considerada, ocorridas no mesmo intervalo de tempo (Δt) especificado [7]. Assim:

$$\text{FCp} = \frac{\text{produção média em kW}}{\text{produção máxima em kW}} = \frac{\text{kWh/h}}{\text{pico da produção em kW}} \quad (2.4)$$

$$\text{Produção média} = \frac{\int_{t_1}^{t_2} \text{Pr}(t) dt}{t_2 - t_1} \quad (2.5)$$

onde:

Pr é a produção instantânea da fonte energética, kW.

c) Disponibilidade Programada (DispP): indica a fração do tempo total, t_{total} , que se espera poder contar com um dado sistema de suprimento ou conversão energética, em função das paradas programadas e previstas para manutenção e ajustes, t_{parado} , conforme mostra a expressão a seguir:

$$\text{DispP} = \frac{t_{\text{total}} - t_{\text{parado}}}{t_{\text{total}}} \quad (2.6)$$

d) Disponibilidade não Programada (DispNP): semelhante ao conceito anterior, com a ressalva que, neste caso, a fração de tempo total será função do tempo gasto em paradas imprevistas ou não programadas, t_{perdido} , conforme mostra a expressão a seguir:

$$\text{DispNP} = \frac{t_{\text{total}} - t_{\text{perdido}}}{t_{\text{total}}} \quad (2.7)$$

Um outro meio conveniente de estudar o comportamento da carga, além da já citada curva de carga, é ordenar os valores de demanda do maior para o menor, conforme mostra a figura 2.2, mais conhecida como curva de duração de carga.

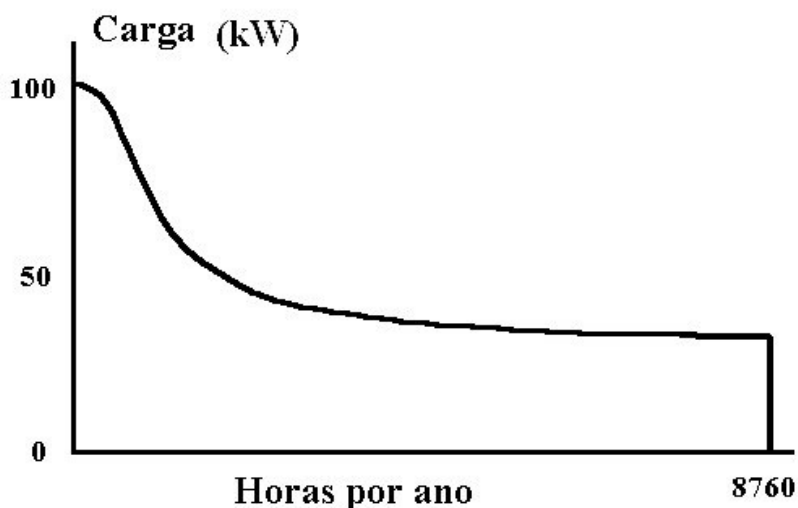


Figura 2.2. Curva anual de duração de carga.

Uma outra consideração importante quando se trabalha com cargas rurais é a previsão de crescimento das mesmas. A demanda pode crescer como resultado de conexões adicionais de consumidores e/ou aumento das necessidades de consumo para os consumidores já existentes. Esses aumentos na demanda podem ocorrer, tanto para os consumidores residenciais, como para os consumidores relacionados ao processo produtivo. Normalmente, o aumento na demanda está vinculado a um crescimento populacional, e a uma melhoria nas condições econômicas locais.

Embora as necessidades energéticas de áreas rurais remotas, de países em desenvolvimento, sejam difíceis de se estimar com precisão, um estudo realizado por RAMAKUMAR [1] descreve aquelas consideradas como sendo usualmente as mais importantes:

- fornecimento de água potável (para beber e preparar alimentos) e água doméstica (para banho e outras utilizações);
- cozimento de alimentos;
- energia para iluminação, sistemas de comunicação e equipamentos diversos;

- água aquecida (para banho e cozimento);
- energia para acionar equipamentos agrícolas diversos, como máquinas de beneficiamento de grãos, bombas para irrigação, moinhos, picadeiras, resfriadores de leite, máquinas para avicultura, equipamentos de oficina, etc.

Deve-se salientar que nem todas as propriedades rurais irão utilizar todos os itens citados. Para facilitar o estudo das cargas, as necessidades descritas podem ser consolidadas nas seguintes categorias, dependendo do tipo e qualidade da energia [8]:

- energia térmica. Utilizada principalmente para cozimento, aquecimento doméstico da água, aquecimento do ambiente, secagem de grãos e outros;
- energia elétrica CA. Utilizada para iluminação doméstica e comunitária, para atividades industriais e para acionar motores CA para as mais diversas finalidades;
- energia elétrica CC. Utilizada para movimentar motores CC e principalmente para carregar baterias que irão armazenar energia para os mais diversos fins.

A energização rural utilizando sistemas integrados de energias renováveis deve estabelecer, a priori, uma combinação dos recursos disponíveis, necessidades e equipamentos a serem utilizados para conversão e armazenamento de energia, de modo a maximizar a eficiência de utilização dos recursos energéticos e minimizar o custo. Algumas combinações que parecem apropriadas para as condições reais das propriedades rurais remotas são [1]:

- para cozimento pode-se utilizar fogão a biogás ou, na ausência deste, fogão a lenha;
- para equipamentos elétricos diversos, iluminação doméstica e comunitária, pode-se utilizar energia hidráulica, eólica, solar ou biogás;
- para aquecimento de água para banho e alimentos, pode-se utilizar energia hidráulica, biogás ou coletor solar;
- para armazenamento de energia para diversos fins, pode-se utilizar energia potencial da água e banco de baterias.

2.3 Conclusões

Este capítulo apresenta alguns aspectos e parâmetros referentes às cargas em áreas rurais e as possíveis combinações de fontes energéticas e cargas.

Embora se possam estabelecer parâmetros de combinação para utilização de recursos energéticos associados às cargas, é imperativo que discussões detalhadas sejam feitas diretamente com a população local, de modo a contemplar suas reais necessidades e chegar a parâmetros realistas e convenientes para esses usuários, no que tange ao melhor aproveitamento das fontes energéticas.

CAPÍTULO 3

FONTES DE ENERGIAS RENOVÁVEIS

3.1 Introdução

Fontes de energias renováveis são aquelas caracterizadas como sendo praticamente inesgotáveis, por possuírem ciclos que são restaurados em curtos períodos de tempo. Pode-se destacar, por exemplo, a energia hidráulica, a radiação solar, a velocidade do vento e a energia da biomassa, como sendo as mais comuns. Em contrapartida, fontes energéticas produzidas por derivados do petróleo possuem ciclos de renovação muito longos (milhões de anos para se formar um reservatório), e portanto, são consideradas fontes esgotáveis e não renováveis.

O atual interesse de âmbito mundial no controle e utilização das fontes renováveis de energia é principalmente atribuível às crescentes preocupações ambientais quanto a questões como qualidade do ar, aquecimento global e chuva ácida, além do constante progresso que as tecnologias de energias renováveis vêm apresentando, aliado à grande necessidade de energia nas remotas áreas rurais dos países em desenvolvimento, onde, muitas vezes, os únicos recursos energéticos disponíveis são renováveis.

Os recursos energéticos renováveis, como radiação solar e velocidade do vento, são vastos, e ao contrário do que ocorre com os combustíveis fósseis, eles são muito bem distribuídos por todo o globo. O principal problema associado a eles é sua natureza diluída e a necessidade de equipamentos de alto custo para convertê-los em formas utilizáveis. Considerações econômicas, qualidade e tipo de energia necessária para suprir as necessidades do consumidor final têm papel crucial no desenvolvimento e seleção da tecnologia. Os números referentes aos custos e projeções da energia desenvolvidos a partir do emprego das diferentes tecnologias estão sempre sujeitos a flutuações dependentes dos sucessos tecnológicos alcançados. As recentes tendências tecnológicas nestes desenvolvimentos vêm sendo muito encorajadoras para as tecnologias renováveis.

As fontes de energias renováveis mais comumente disponíveis nas áreas rurais de países em desenvolvimento, que serão discutidas neste capítulo, são [8]:

- energia potencial da água, convertida em energia elétrica a partir de turbinas hidráulicas;
- radiação solar, convertida diretamente em energia elétrica, a partir de módulos fotovoltaicos, ou convertida em energia térmica, através de coletores solares para aquecimento de água;
- energia eólica, convertida em energia elétrica através de turbinas eólicas;
- biomassa (resíduos agrícolas e animais), que pode ser utilizada diretamente em inúmeros processos de conversão energética, ou convertida para biogás, que será objeto de estudo neste trabalho.

3.2 Energia hidráulica

A grande popularidade da autoprodução de energia elétrica, atualmente, deve-se ao fato de que muitas propriedades rurais são providas de rios e quedas d'água que possibilitam o aproveitamento para obtenção de energia secundária. Para os microaproveitamentos elétricos, podem-se utilizar, ainda, as rodas d'água ou, dependendo da vazão ou queda disponível, as turbinas.

As centrais hidrelétricas podem ser a fio d'água ou com reservatório de acumulação. As hidrelétricas a fio d'água são construídas ao longo do rio sem formação de lago para a tomada de água. O curso do rio não é alterado, e sua vazão varia no tempo, conforme os níveis pluviométricos apresentados ao longo do rio, a montante da turbina. Assim sendo, a energia elétrica produzida nessas condições, sem armazenamento de energia potencial da água, poderá ser não despachável [5]. O custo de implantação da obra é menor, com menor impacto ambiental e sem maiores estudos hidrológicos. Por outro lado, a implantação de uma microcentral hidrelétrica com reservatório de acumulação requer levantamentos hidrológicos e topográficos mais detalhados. Esses dados apresentam grande importância, pois são utilizados diretamente no estabelecimento da vazão do curso de água para o cálculo da potência a ser produzida pela central. O aproveitamento da água é total. A obra causa impacto ambiental, mas tem potencial de geração maior que a hidrelétrica a fio d'água, podendo compensar o maior investimento de capital. O lago

formado pela acumulação da água pode ser usado para outras finalidades, como recreação, criação de peixes, irrigação e urbanismo.

As centrais hidrelétricas podem apresentar potências de geração que variam desde alguns poucos kW até alguns GW, e são classificadas baseadas nessa potência, da seguinte forma [9]:

- > 30 MW - Grandes centrais hidrelétricas
- 1 MW - 30 MW - Pequenas centrais hidrelétricas
- 100 kW - 1 MW - Minicentrais hidrelétricas
- < 100 kW - Microcentrais hidrelétricas

Atualmente, segundo Resolução da ANEEL n° 652, de 09/12/2003 [10], são consideradas pequenas centrais hidrelétricas todas as centrais cuja potência elétrica instalada é igual ou inferior a 30 MW. De qualquer modo, a classificação por categorias de potência apresentada acima é bastante utilizada, e será adotada neste trabalho.

De modo geral, um projeto padrão de uma microcentral hidrelétrica é composto por [11, 12]:

- barragem vertedoura: utilizada, quando necessário, para garantir a operacionalidade da tomada de água. Deve-se escolher o tipo de barragem levando-se em consideração as condições locais do terreno. As mais comuns são as barragens de terra, de alvenaria de pedra argamassada e de concreto;
- tomada de água: utilizada para captar as vazões do curso de água entre os níveis máximo e mínimo, de tal forma a atender às cargas necessárias;
- canal de adução: dispositivo destinado a conduzir a água para um ponto mais favorável para a queda, sem substancial perda de energia. Pode-se utilizar adução em canal aberto, normalmente revestido de alvenaria, ou por meio de tubulação de baixa pressão;
- câmara de carga: dispositivo destinado a fazer a transição entre o canal de adução de baixa pressão e a tubulação de alta pressão (conduto forçado). Normalmente é uma pequena estrutura de concreto que segue o modelo padrão dado pela ELETROBRÁS [12];
- conduto forçado: normalmente emprega-se para a tubulação forçada, ferro ou aço, materiais extremamente resistentes às pressões e subpressões que podem ocorrer em condutos desta espécie;

- casa de máquinas: normalmente é uma edificação em alvenaria, com acabamento simples e de fácil manutenção;
- equipamento eletromecânico: é composto por turbina, gerador e equipamentos complementares, conforme disposto no item 3.2.2;
- rede aérea de distribuição: liga a casa das máquinas ao centro consumidor. A tensão da rede é fixada em função da potência a transmitir e da distância envolvida;
- canal de fuga: dispositivo que reconduz a água utilizada pela turbina de volta ao leito fluvial.

A figura 3.1 mostra um arranjo típico de uma microcentral hidrelétrica.

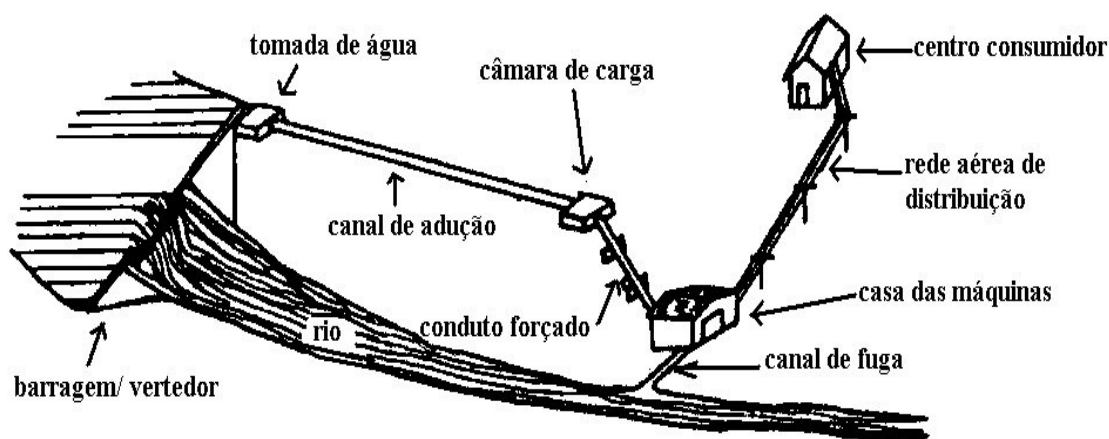


Figura 3.1. Arranjo típico de uma microcentral hidrelétrica [13].

No Seminário para a Definição das Diretrizes para o Aproveitamento de Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCH, realizado em 1996 no Instituto de Eletrotécnica e Energia da Universidade de São Paulo – IEE/USP [14], algumas metas, ações e diretrizes foram formuladas para os próximos anos. Cabe ressaltar que, durante o encontro e na redação do documento dos resultados deste, os envolvidos no trabalho optaram por substituir o termo Pequena Central Hidrelétrica por “aproveitamentos hidroenergéticos de pequeno porte” ou ainda “pequenas centrais hidroenergéticas”, buscando desta maneira contemplar também o aproveitamento direto da energia mecânica produzida pela queda d’água. As metas físicas definidas no Seminário concentram-se na ampliação da geração hidrelétrica para alcançar 2.500 MW até o ano 2006. As outras metas incluem a substituição da geração diesel de

sistemas isolados por geração hidrelétrica, e atendimento às comunidades e propriedades rurais não energizadas.

3.2.1 Potência necessária

A determinação da potência necessária para atender o consumo de carga elétrica das instalações, é feita pelo levantamento das cargas elétricas horárias de todos os componentes da instalação. A maior carga horária (máxima demanda) encontrada define a potência elétrica necessária a instalar na central. A demanda máxima é obtida distribuindo-se as potências dos componentes da instalação nas diversas horas em que, provavelmente, vão funcionar ao longo do dia, e somando-se as potências desses componentes para cada período horário de funcionamento.

Em locais como áreas agrícolas, onde existem períodos de safra em que o consumo de energia elétrica aumenta com o funcionamento dos equipamentos de beneficiamento, deve-se estudar a distribuição de carga nesses períodos e compará-la com a distribuição de carga no período normal de consumo. O maior “pico” encontrado nos períodos estudados definirá a potência necessária a ser instalada na central. A fim de facilitar a regulação da unidade geradora, deve-se também programar as horas de funcionamento, de modo que a relação entre a carga horária mínima não seja inferior a 40% da carga horária máxima [12].

Após os estudos do planejamento do uso de energia, a carga elétrica deve ser comparada com o potencial hidrelétrico disponível no local escolhido, com a finalidade de se determinar a potência a ser instalada.

A potência máxima, em kW, que pode ser instalada, é obtida através da seguinte fórmula [12]:

$$P = \frac{\gamma g Q H_L \eta}{1000} \quad (3.1)$$

onde:

γ é a massa específica da água (~ 1000 kg/m³);

g é a constante de aceleração gravitacional (~9,8 m/s²);

Q é a vazão disponível do curso d'água, em m³/s;

H_L é a queda líquida, em m;

η é o rendimento do conjunto turbina-gerador.

A queda líquida (H_L) é calculada subtraindo-se o valor da queda bruta (H_B) do valor das perdas de carga que ocorrem ao longo da tubulação forçada e na entrada da turbina. De modo simplificado, sem incorrer em erros significativos, as perdas podem ser consideradas como sendo 5% [12]. A queda bruta é considerada como sendo a diferença de nível da água do rio a montante da casa das máquinas e o nível da água no local da casa das máquinas. Considerando o rendimento médio da turbina igual a 0,77 e do gerador igual a 0,95 [12], pode-se simplificar a equação 3.1 da seguinte forma:

$$P = 6,8 \quad Q \quad H_B \quad (3.2)$$

3.2.2 Unidade geradora

Unidade geradora é o conjunto formado pela turbina hidráulica primária e pelo gerador, com equipamentos complementares como regulador de frequência e tensão, válvula de admissão da água, quadro de comando e volante inercial.

Com relação às turbinas, estas são fabricadas em diferentes locais do País, com projetos e construção mais ou menos aprimorados. As mais utilizadas são as do tipo Michel-Banki, com ou sem tubo de sucção; tipo Pelton, com simples ou múltiplos injetores; tipo Francis, com rotores simples e geminado e tipo Kaplan, com caixa espiral, caixa aberta ou caixa cilíndrica. São famílias que cobrem praticamente todo o campo de aplicação das micro, mini e pequenas centrais hidrelétricas [4]. Com relação ao funcionamento da turbina, existem basicamente as de ação e reação. No primeiro caso, de ação, a energia hidráulica disponível é transformada em energia cinética, e depois de incidir nas pás do rotor, transforma-se em energia mecânica, na pressão atmosférica. Na turbina de reação, o rotor é completamente submerso na água, e ocorre uma diminuição da pressão e da velocidade da água entre a entrada e a saída do rotor. Tradicionalmente, o uso de turbinas hidráulicas tem-se concentrado no tipo Pelton, no caso das máquinas de ação, e no tipo Francis ou Kaplan, no caso das máquinas de reação. A escolha do tipo adequado baseia-se nas condições de vazão, queda líquida, na altitude do local, na conformação da rotação da turbina com a do gerador e na altura de sucção. Por fim, destacam-se as bombas funcionando como turbinas (BFT), que são altamente adequadas para geração de potências inferiores a 50 kW, sendo o funcionamento baseado no princípio

de se operar uma bomba ao reverso. Como as bombas normalmente são de fabricação seriada, obtém-se uma solução bastante econômica para as microcentrais desse porte [4].

Para facilitar a escolha da turbina, a ELETROBRÁS [12] apresenta um ábaco para seleção de turbinas aplicáveis a microcentrais hidrelétricas, em função da queda bruta e da vazão do leito do rio. A escolha da turbina, utilizando-se o ábaco, é preliminar, uma vez que, na prática, não existem fronteiras bem definidas entre os vários tipos de turbinas. Cada caso deve ser analisado em conjunto com o fabricante da turbina, que poderá sugerir alterações.

Com relação ao gerador, deve-se inicialmente optar por geração em corrente alternada (CA) ou corrente contínua (CC). Tudo depende de se achar um compromisso entre as vantagens de uma ou de outra alternativa. A corrente contínua permite o armazenamento direto da energia em baterias. A corrente alternada tem a grande vantagem de ser utilizada diretamente em motores e eletrodomésticos convencionais, amplamente predominantes no mercado.

Geradores CA são comercialmente disponíveis para potências desde alguns watts até a produção em massa das grandes centrais (ordem de megawatts). Normalmente são utilizados geradores síncronos, equipados com regulador de tensão. O ajuste permanente da potência fornecida à carga é feito por intermédio de um regulador de carga/velocidade que atua na turbina. A estabilidade da frequência pode ser melhorada mediante instalação de volantes de inércia (aumento da inércia das partes rotativas) [15]. Alguns trabalhos encontrados na literatura [16, 17, 18 e 19] propõem também a utilização de geradores de indução como uma alternativa de baixo custo para sistemas de geração de baixa potência, isolados da rede elétrica. Neste caso, para superar as regulações de tensão e frequência insatisfatórias, várias alternativas têm sido estudadas e propostas, como a utilização de banco de capacitores compostos, retificadores controlados, reatores chaveados por tiristores, inversor de tensão chaveado no modo PWM, etc. A alternativa de se utilizar geradores de indução em áreas isoladas continua sendo foco de inúmeras pesquisas em desenvolvimento atualmente.

Com relação à quantidade de fases do gerador CA, o monofásico normalmente apresenta desvantagens em relação ao trifásico, observando-se que, para máquinas de mesmo peso, a capacidade do monofásico é menor que a capacidade do trifásico, além do primeiro ser mais caro e apresentar menor fator de potência e menor rendimento [15]. Assim, a geração monofásica é utilizada somente em microaproveitamentos elétricos,

enquanto que geradores trifásicos são mais vantajosos para potências maiores. Em geradores trifásicos, quando os níveis de geração forem bem reduzidos (2 a 3 kW), as cargas individuais típicas por fase poderiam facilmente causar desequilíbrio de fase no gerador, por apresentarem valores próximos ao total do gerador. Essa é a razão pela qual a geração monofásica ainda é uma solução em instalações pequenas como 10 ou 15 kW. A disponibilidade comercial e a de manutenção são também fatores importantes a serem considerados.

Os custos de implantação de uma microcentral hidrelétrica podem variar bastante, em função da potência a ser instalada, da tecnologia utilizada, das especificidades do local e das condições de financiamento e prazos de carência estabelecidos. Alguns trabalhos [4, 8 e 20] sugerem valores médios entre US\$ 900 / kW e US\$ 1.500 / kW. O custo anual de operação e manutenção da microcentral pode ser considerada, em termos médios, como sendo igual a 5 % do investimento inicial [21].

3.3 Energia solar

O uso da energia solar pode ocorrer de forma direta ou indireta. A energia solar indireta está relacionada à energia eólica, à energia hidráulica, à fotossíntese e à conversão microbiológica de matérias orgânicas em combustíveis líquidos. O uso da energia solar direta é utilizada, principalmente, para o aquecimento de água em habitações, secagem de produtos agrícolas e geração de energia elétrica.

Existem dois tipos principais de tecnologia para conversão de energia em eletricidade a partir do Sol. O primeiro deles está relacionado com a transformação da luz solar diretamente em eletricidade, o que é feito através de células fotovoltaicas. Tais células são dispositivos semicondutores capazes de converter a energia solar incidente em corrente contínua. A conexão série-paralelo de tais células permite o projeto de módulos solares com correntes e tensões desejadas. Esta tecnologia é mais apropriada para aplicações de pequena escala e cargas isoladas. O segundo tipo de tecnologia, mais adequada a aplicações de grande escala, utiliza a energia térmica solar. A partir de equipamentos destinados a gerar calor (canaletas parabólicas, torres de energia, etc), a água é convertida em vapor, que será utilizado para acionar uma turbina convencional a vapor e produzir energia elétrica, a partir de um gerador acoplado. Comparando a geração térmica solar e a geração através de células fotovoltaicas, esta última apresenta duas

vantagens significativas: modularidade e linearidade de custo em relação à capacidade, tornando-a ideal para pequenas aplicações [5], razão de interesse deste trabalho.

No Brasil, o aquecimento de água para banhos é responsável por 26% do consumo final de energia elétrica do setor residencial [14]. O uso de chuveiros elétricos, presentes na maioria dos lares brasileiros, provoca grande impacto na demanda energética residencial do sistema elétrico nacional, resultando na necessidade de elevados investimentos para o setor elétrico. Assim sendo, a utilização de coletores solares para aquecimento de água deve ser considerada como uma alternativa viável, técnica e econômica, para suprir as necessidades do usuário, tanto nas áreas urbanas quanto nas áreas rurais.

3.3.1 Radiação solar

A radiação solar incidente que atinge a superfície da terra num dia claro, próximo à linha do Equador, está na ordem de 1000 W/m^2 [22]. Diversos fatores influenciam o nível de radiação solar incidente: localização geográfica, hora do dia, estação do ano e condições atmosféricas. A radiação pode ser dividida em dois componentes: radiação solar direta e radiação solar difusa. A soma dos dois componentes é chamada de radiação solar global.

Os principais instrumentos para medição da radiação solar são os seguintes [23]:

- Heliógrafo de Campbell-Stokes: mede o número de horas de insolação;
- Piranômetro: mede a radiação solar global;
- Pirheliômetro: mede a radiação solar direta;
- Piranômetro sombreado: mede a radiação solar difusa, que é a parcela de radiação que chega à superfície devido à reflexão que a mesma sofre quando atinge nuvens e aerossóis presentes na atmosfera;
- Pirgeômetro: mede a radiação de onda longa (comprimento maior que $3,0 \mu\text{m}$);
- Albedômetro: mede o valor do albedo, que é uma medida que quantifica quanto o meio (vegetação, prédios, montanhas, solo, neve, etc) reflete da radiação solar que incide sobre ele. O valor do albedo é encontrado dividindo-se o total de radiação solar refletida pelo meio, pela radiação solar global que incide no local.

Hoje, no Brasil, a média mensal da energia solar que incide diariamente sobre cada metro quadrado da superfície varia entre 9 e 27 MJ, dependendo do local e da época do ano. Essa energia depende quase que na sua totalidade das modulações introduzidas pela atmosfera no fluxo de radiação que incide no topo da atmosfera. O principal elemento de modulação da radiação solar é a cobertura de nuvens. Fatores de segunda ordem, mas importantes, são os aerossóis atmosféricos, o vapor d'água e os gases que compõem a atmosfera, entre eles o ozônio, e os óxidos de carbono, entre outros. A topografia e o albedo também exercem influência na radiação solar [24].

De um modo geral, o levantamento do recurso energético solar deve ser realizado em estações radiométricas fixas e distribuídas de maneira homogênea em macro-regiões climáticas. Tendo em vista que o clima varia com o tempo, um levantamento criterioso da radiação solar incidente demanda também séries temporais bastante longas de dados (dezenas de anos). A necessidade de uma boa rede de estações radiométricas advém principalmente da necessidade de se calibrar e validar os modelos de transferência radiativa que, hoje em dia, constituem a última palavra em levantamento do recurso energético solar [24].

A obtenção da radiação solar incidente pode ser realizada por meio de medidas diretas, através de estações radiométricas, ou indiretas, utilizando-se modelos físico-matemáticos e valores derivados de outros dados meteorológicos existentes [25].

3.3.2 Células fotovoltaicas

O efeito fotovoltaico, que possibilita a transformação da energia contida na luz do sol diretamente em energia elétrica, começou a ser pesquisado em meados do século XX, por cientistas da área espacial, que buscavam uma forma eficiente de fornecer energia aos equipamentos dos satélites colocados em órbita. Desde então, a energia solar fotovoltaica tem-se desenvolvido de forma acelerada. Esse método de conversão energética apresenta como grandes vantagens sua extrema simplicidade, a inexistência de qualquer peça mecânica móvel, sua característica modular, os curtos prazos para instalação previstos, o elevado grau de confiabilidade dos sistemas e sua baixa manutenção. Além disso, sistemas solares fotovoltaicos representam uma fonte silenciosa, não-poluente e renovável de energia elétrica bastante adequada à integração no meio urbano e rural, reduzindo quase que completamente as perdas por transmissão de energia devido à proximidade entre

geração e consumo [26]. No entanto, até o presente momento, seus custos ainda são elevados, talvez por não haver ainda produção em massa ou por não ter sido encontrada a melhor forma de conversão de energia solar em elétrica. Além disso, o sistema fotovoltaico normalmente é utilizado em conjunto com outros equipamentos, como baterias, controladores de carga, conversores CC-CA, o que contribui para aumentar mais o custo. Com relação ao posicionamento dos sistemas, estes podem ser montados com orientação fixa, voltados para o Norte (no Hemisfério Sul) e normalmente com inclinação igual ou um pouco superior à latitude local, ou podem ser acoplados a estruturas que permitam o acompanhamento do deslocamento relativo do sol (sistema de rastreamento com um ou dois eixos). Estes últimos, apesar de otimizarem o aproveitamento da radiação solar direta, são mais caros e mais susceptíveis à manutenção [5, 26].

A eficiência de uma célula solar depende das características do semicondutor, da qualidade de cada material empregado e da tecnologia de sua fabricação. Geralmente, a eficiência de conversão de uma célula solar, dada pela relação entre a potência elétrica gerada e a radiação solar incidente nos módulos, está em torno de 10 a 15 % [15, 26]. Os materiais semicondutores mais apropriados para a conversão fotovoltaica são o silício cristalino (apresenta maior escala de produção comercial), o silício amorfo hidrogenado, o telureto de cádmio e o disseleneto de cobre e índio [26].

O silício cristalino é a tecnologia fotovoltaica mais tradicional e a única que faz uso de lâminas cristalinas, com diâmetro aproximado de 10 cm e espessura variando de 300 a 400 μm , o que vem a representar uma limitação em termos de redução do custo de produção. Todas as outras tecnologias estão baseadas em filmes finos, com espessura do material ativo semicondutor da ordem de 1 μm , e portanto, com um grande potencial de redução de custos [26].

O princípio de operação da célula fotovoltaica de silício é a junção pn formada na superfície de uma placa de silício [27]. Nesta junção, dois tipos de silício (o tipo n e o tipo p) são postos em contato. O tipo n é produzido adicionando átomos de fósforo (ou arsênio), com cinco elétrons de valência, num bloco de silício, com quatro elétrons de valência. Quatro dos cinco elétrons de valência do fósforo se ligam a átomos de silício e o quinto fica livre para se deslocar no semicondutor. O tipo p é feito adicionando boro (ou gálio), de três elétrons de valência, num bloco de silício, resultando numa lacuna livre. A interface entre silício do tipo p e n é chamada de junção pn. Nesta região forma-se uma camada dipolar permanente em que surge um campo elétrico que mantém os elétrons livres

dentro do silício tipo n e as lacunas livres dentro do silício tipo p. Quando um fóton (de luz incidente) atinge a junção pn, ela produz pares de elétrons-lacunas: o campo elétrico do dipolo desloca as lacunas para o silício tipo p e os elétrons para o silício tipo n, deslocamento que cria uma corrente elétrica.

Uma célula solar pode ser representada pelo circuito equivalente apresentado na figura 3.2, onde I_L é a corrente fotogerada, R_S e R_P são as resistências em série e em paralelo e V é a tensão de saída para uma dada corrente I .

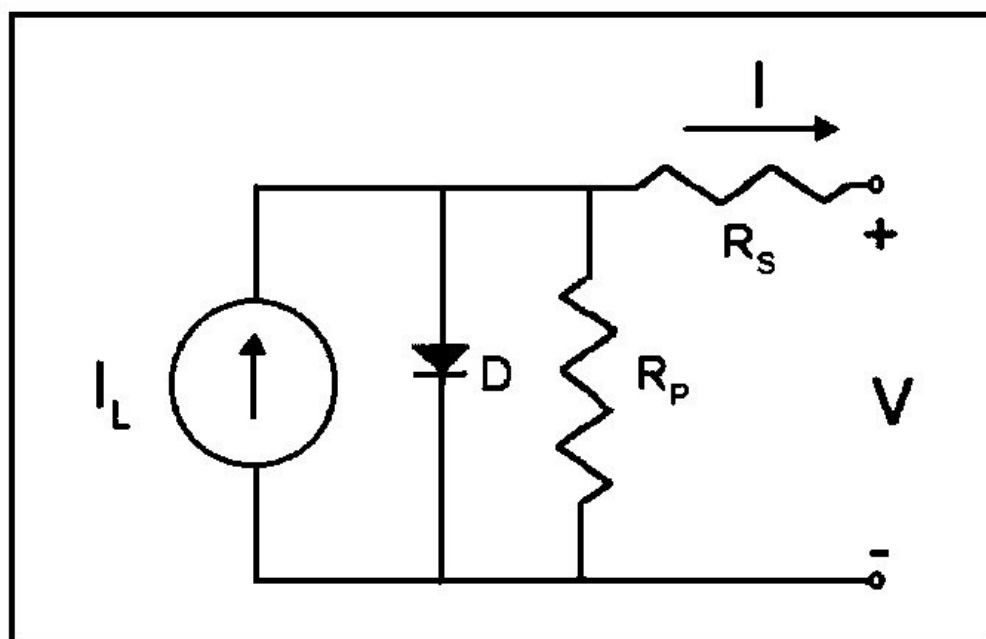


Figura 3.2. Circuito elétrico equivalente de uma célula solar [28].

A figura 3.3 mostra uma curva característica típica de corrente por tensão ($I \times V$) de uma célula solar de silício. Os seguintes parâmetros são observados:

I_{sc} - corrente de curto circuito. Corresponde ao ponto de operação da célula com uma resistência de carga nula ligada aos seus terminais;

V_{oc} - tensão de circuito aberto. Corresponde ao ponto de operação da célula sem resistência de carga ligada aos seus terminais;

V_{mp} e I_{mp} - tensão e corrente de máxima potência. Corresponde ao ponto da curva onde pode ser extraída a maior potência elétrica da célula solar.

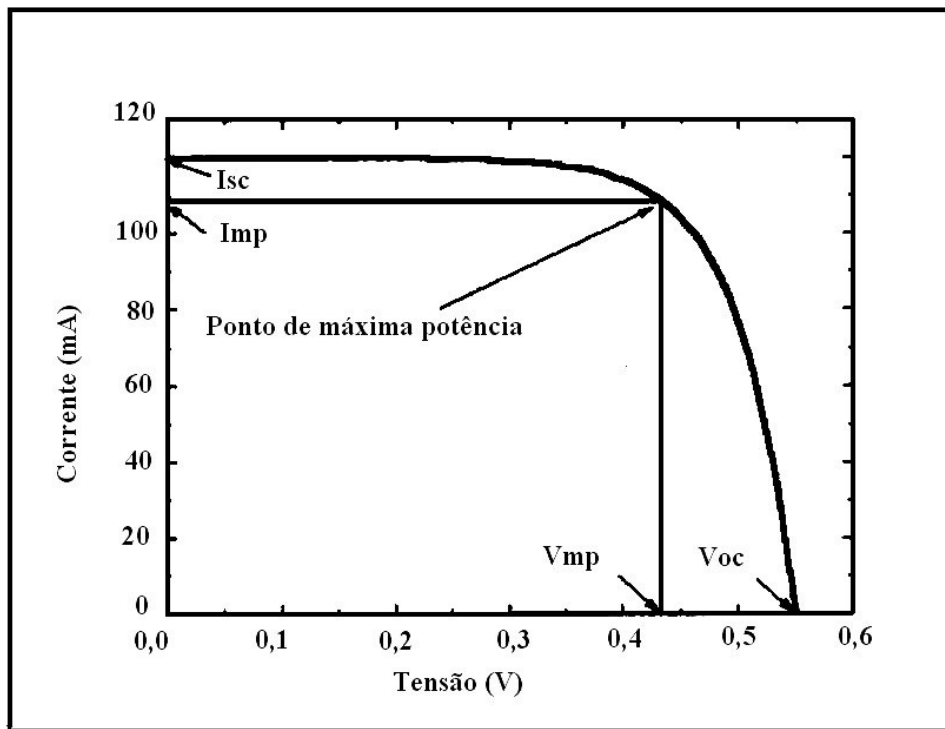


Figura 3.3. Curva característica típica de uma célula solar de Silício [28].

A corrente de saída do circuito, I , pode ser expressa como função da tensão de saída, V , como ilustrado na figura 3.3 e equacionado a seguir [29 e 30]:

$$I(V) = I_{sc} \left\{ 1 - C_1 \left[\exp\left(\frac{V - \Delta V}{C_2 V_{oc}}\right) - 1 \right] \right\} + \Delta I \quad (3.3)$$

sendo:

$$C_2 = \frac{V_{mp}/V_{oc} - 1}{\ln(1 - I_{mp}/I_{sc})} \quad (3.4)$$

$$C_1 = \left(1 - \frac{I_{mp}}{I_{sc}} \right) \exp\left(-\frac{V_{mp}}{C_2 V_{oc}} \right) \quad (3.5)$$

$$\Delta I = \alpha \left(\frac{S}{S_{ref}} \right) \Delta T + \left(\frac{S}{S_{ref}} - 1 \right) I_{sc} \quad (3.6)$$

$$\Delta V = -\beta \Delta T - R_s \Delta I \quad (3.7)$$

$$\Delta T = T - T_{ref} \quad (3.8)$$

$$T = T_A + 0,02 S \quad (3.9)$$

onde:

α é o coeficiente de corrente/temperatura na radiação de referência ($A/^{\circ}C$);

β é o coeficiente de tensão/temperatura na radiação de referência ($V/^{\circ}C$);

S é a radiação solar total no plano do módulo fotovoltaico (W/m^2);

S_{ref} é a radiação solar de referência ($1000 W/m^2$);

T é a temperatura da célula solar ($^{\circ}C$);

T_A é a temperatura ambiente ($^{\circ}C$);

T_{ref} é a temperatura de referência da célula solar ($25^{\circ}C$).

A potência de saída do módulo, $P(S)$, é um produto da tensão de saída, $V(S)$, e da corrente de saída, $I(S)$. Portanto,

$$P(S) = V(S) I(S) \quad (3.10)$$

Fabricantes de módulos fotovoltaicos fornecem informações de V_{oc} , I_{sc} , V_{mp} , I_{mp} , α , β e R_s . Na hipótese da indisponibilidade desses dados, pode-se utilizar a equação simplificada a seguir para se calcular a potência de saída do módulo.

$$P(S) = S A \eta \quad (3.11)$$

onde:

A é a área do módulo fotovoltaico (m^2);

η é a eficiência de conversão do módulo, adimensional.

De modo geral, a potência de saída do módulo diminui com o aumento da temperatura da célula solar, numa faixa 0,16 a 0,5 % para cada $^{\circ}C$ de temperatura acima do valor de referência [5]. No entanto, o parâmetro mais importante para a potência de saída é a radiação solar. Aumentando-se esta, aumenta-se a potência gerada pelo módulo.

Além dos módulos, a tecnologia de geração fotovoltaica inclui o emprego de inversores CC-CA que controlam o fluxo de energia entre os módulos e a carga. Estes inversores são controlados por microprocessadores, que atuam de forma a extrair a máxima potência elétrica associada ao nível de radiação solar e temperatura (ponto de máxima potência da figura 3.3). O chaveamento dos inversores provoca a injeção de distorções harmônicas nas formas de onda de tensão e corrente no ponto de acoplamento com a carga. Normalmente são utilizados filtros apropriados para minimizar esse efeito [31, 32 e 33]. Outros equipamentos comumente utilizados em sistemas de geração fotovoltaica incluem

as baterias, necessárias para armazenamento de energia excedente para utilização em momentos de déficit de geração, e os controladores de carga, que são dispositivos ligados aos módulos fotovoltaicos, às baterias e às cargas e visam principalmente proteger as baterias de cargas e descargas excessivas. Uma configuração típica de sistemas de geração fotovoltaica para áreas isoladas é apresentada na figura 3.4.

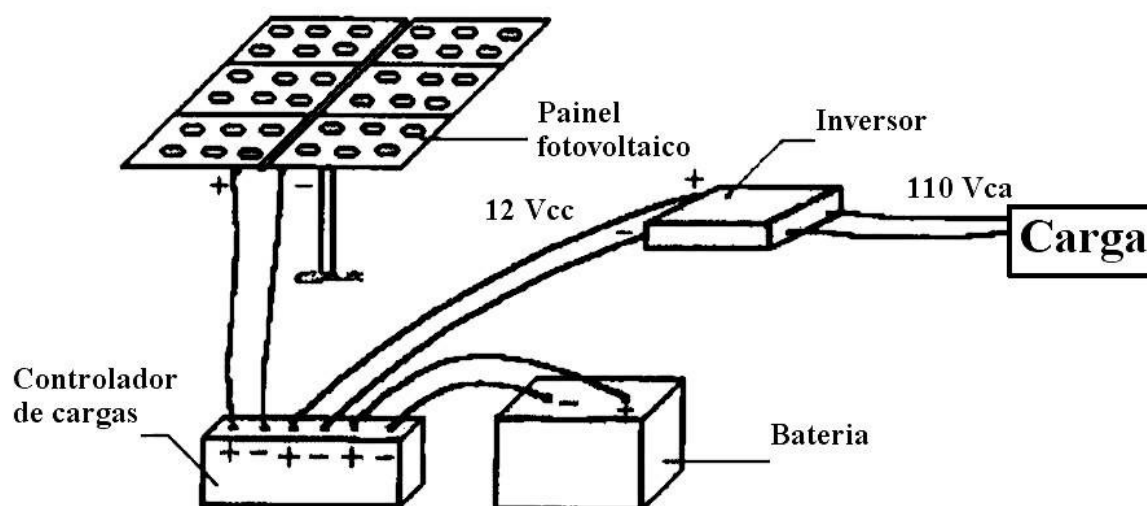


Figura 3.4. Sistema de geração fotovoltaica em áreas isoladas [34].

Os custos de sistemas fotovoltaicos variam conforme o local, fabricante, tamanho do equipamento, etc. Uma estimativa razoável, para o mercado nacional, pode variar de US\$ 3000 / kW a US\$ 5000 / kW para os módulos fotovoltaicos e US\$ 0,005 / kWh para manutenção do sistema [26, 35, 36 e 37].

3.3.3 Coletores solares para aquecimento de água

O aproveitamento da energia solar para aquecimento de água tem-se mostrado extremamente eficaz. O aquecimento solar tem totais condições de se tornar a opção brasileira de aquecimento de água: custos competitivos, tecnologia própria e uma imensa riqueza energética através de uma fonte inesgotável – o Sol.

Os componentes e o funcionamento de uma instalação de aquecimento solar são bastante simples, e estão mostrados na figura 3.5.

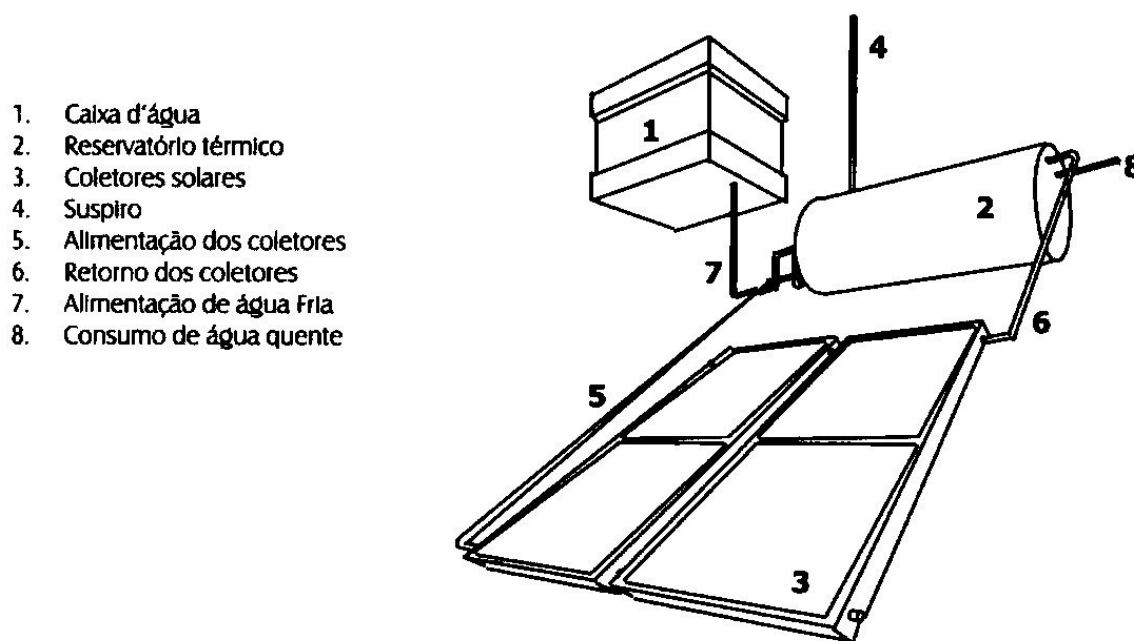


Figura 3.5. Sistema de aquecimento solar por termosifão [38].

O funcionamento é simples: a radiação solar é recebida pelo coletor solar onde, sob forma de calor, é conduzida para a água do interior do coletor. A água é então transportada ao reservatório para ser utilizada. A forma como esta água é transportada serve para classificar os tipos de sistemas de aquecimento:

Termosifão ou circulação natural. Nesses sistemas, como apresentado na figura 3.5, a água circula através do coletor devido à diferença de densidade entre a água mais fria, contida no reservatório, e a água quente do coletor.

Bombeamento ou circulação forçada. Nestas instalações, a circulação da água é promovida por meio de uma motobomba hidráulica, acionada por um controlador eletrônico.

A maioria dos sistemas para aquecimento de água utilizados em residências situa-se na faixa de reservatórios de 300 a 600 litros de água aquecida, utilizando-se placas coletoras de 4 a 10 m² [39]. Para projetar um sistema térmico solar é necessário conhecer as características técnicas do desempenho da placa coletora e dos demais acessórios do sistema, além das condições climáticas do local da instalação (radiação solar, temperatura ambiente, etc) e das características de consumo. O custo total de aquisição e instalação de coletores residenciais varia de US\$ 175 a US\$ 250 / m² [40].

O aquecimento de um volume de água requer uma elevação de temperatura, ou seja, um aumento de energia. A quantidade de energia utilizada diariamente pode ser estimada por [15]:

$$Q = P L \rho c (T_f - T_i) \quad (3.12)$$

onde:

Q é a quantidade de calor necessária ao sistema, Wh/dia;

P é o número de pessoas que utilizarão a água quente;

L é a quantidade de litros consumidos por pessoa por dia (p.ex: 50 a 100 litros);

ρ é a massa específica da água (1,0 kg/l);

c é o calor específico da água (1,1639 Wh/kg °C);

T_f é a temperatura final desejada da água, °C;

T_i é a temperatura inicial da água, °C.

O ganho de energia, Q_s , devido à atuação do sol no sistema, representa a diferença entre a radiação solar absorvida e as perdas térmicas no coletor [41].

$$Q_s = A_c F_r \Delta t [S - U_L(T_{mp} - T_A)] \quad (3.13)$$

onde:

Q_s é o ganho de energia solar, Wh/dia;

A_c é a área total da placa coletora, m²;

F_r é o fator de remoção de calor do coletor solar (~0,6 a 0,8);

Δt é o período de tempo de radiação solar considerado, horas por dia;

S é a radiação solar absorvida por unidade de área de placa absorvedora (W/m²);

U_L é o coeficiente global de transferência de calor entre a placa absorvedora e o ambiente, W/m² °C (~2 a 8);

T_{mp} é a temperatura média da placa absorvedora, °C;

T_A é a temperatura ambiente nas vizinhanças do tanque, °C.

Igualando Q e Q_s das equações 3.12 e 3.13, pode-se simular o dimensionamento do sistema de aquecimento de água em função das demais variáveis conhecidas.

3.3.4 Modelo estatístico para representação da radiação solar

A intensidade da radiação solar varia em função da latitude, hora solar, declinação, altitude e também varia aleatoriamente de acordo com a cobertura de nuvens no local. Diversos modelos complexos foram desenvolvidos para a representação da radiação solar [22 e 42]. Eles podem ser agrupados em quatro tipos genéricos: modelos espectrais, modelos de nuvens, modelos de séries temporais e modelos probabilísticos. Apesar de alguns modelos serem bastante completos, a utilização de um modelo estatístico razoavelmente simples, baseado na distribuição Beta, tem apresentado resultados bastante satisfatórios no dimensionamento de sistemas solares. Os dois parâmetros da distribuição Beta podem ser obtidos a partir da média e desvio padrão dos dados de radiação solar disponíveis.

Para se representar a radiação solar através de um modelo estatístico, utilizou-se uma série temporal de dados de radiação solar, coletados em todas as horas do dia, em um período de trinta anos [29 e 43]. Esses dados foram utilizados para calcular a função densidade de probabilidade de radiação para diferentes horas de um dia típico no mês. Por exemplo: existem 930 dados de radiação referentes ao horário de 9 horas da manhã de um dia típico do mês de dezembro (31 dias/mês x 30 anos). A partir desses dados, um histograma foi plotado para cada hora do dia, e observou-se que as curvas caracterizavam uma função de densidade bimodal. Portanto, os dados de radiação para cada hora foram divididos em dois grupos, cada um deles com sua própria função unimodal. Foi verificado, para cada grupo, o ajuste das funções Beta, Weibull e Log-Normal. Na maior parte dos casos, a função que melhor se ajustou ao histograma foi a função Beta, comprovada pelo teste qui-quadrado. Um exemplo dos dados do histograma e das curvas das funções é apresentado na figura 3.6.

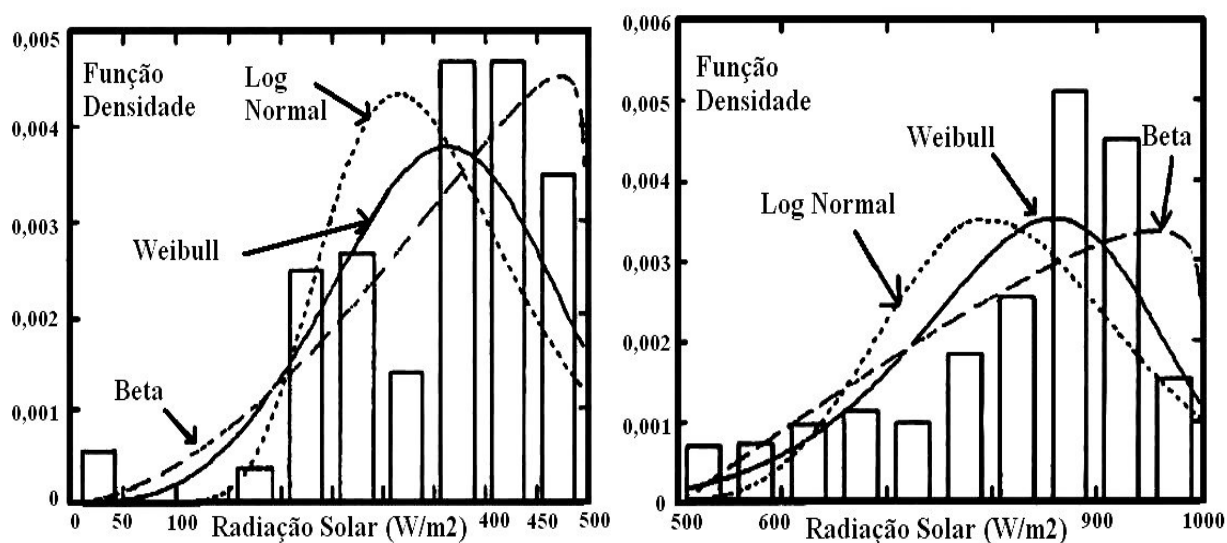


Figura 3.6. Histogramas e funções densidade de probabilidade para dois intervalos de radiação solar, obtidos para uma determinada hora de um dia típico no mês [43].

A função densidade de probabilidade Beta, com x variando entre os limites 0 e 1, é dada por [44 e 45]:

$$f(x) = \frac{1}{B(k, c)} x^{k-1} (1-x)^{c-1} \quad 0 \leq x \leq 1 \quad (3.14)$$

sendo:

$$B(k, c) = \int_0^1 x^{k-1} (1-x)^{c-1} dx \quad (3.15)$$

$$x = \frac{S}{S_{\max}} \quad (3.16)$$

onde:

$B(k, c)$ representa a função Beta;

k, c são os parâmetros da função Beta ($k > 0$ e $c > 0$);

S_{\max} é a radiação solar máxima dos dados em estudo (W/m^2).

$$\text{O valor de } f(x) \text{ é máximo para } x = \frac{k-1}{k+c-2} \quad [44] \quad (3.17)$$

Os parâmetros da função Beta, k e c , podem ser calculados da seguinte forma [45]:

$$k = \bar{x} \left[\frac{\bar{x}(1-\bar{x})}{\sigma^2} - 1 \right] \quad (3.18)$$

$$c = (1 - \bar{x}) \left[\frac{\bar{x}(1 - \bar{x})}{\sigma^2} - 1 \right] \quad (3.19)$$

onde \bar{x} e σ^2 são, respectivamente, a média e a variância de x .

A potência média de saída do módulo fotovoltaico, $P_{S \text{ méd}}$, é a potência produzida em cada nível de radiação, $P(S)$, dada pelas equações 3.10 ou 3.11, multiplicada pela função densidade de probabilidade, $f(S)$, calculada a partir das equações 3.14 a 3.16, integrada para todos os possíveis valores de radiação. Assim,

$$P_{S \text{ méd}} = \int P(S) f(S) dS \quad (3.20)$$

Resolvendo-se a integral da equação 3.20, encontra-se a potência média de saída do módulo fotovoltaico, calculada para cada hora de um dia típico no mês.

3.4 Energia eólica

Os ventos são massas de ar em movimento causados basicamente pelo aquecimento desigual da superfície da Terra pelo Sol. Nos continentes, os ventos variam devido aos efeitos combinados de viscosidade do ar, turbulência, relevo e características de rugosidade da superfície. Os ventos influenciam na formação das ondas nos oceanos, nas formações rochosas que são esculpidas por erosão eólica, na formação e transformação de dunas e desertos, na proliferação de espécies vegetais e no perfil da vegetação inclinada em regiões de ventos fortes e constantes.

A energia cinética contida nas massa de ar em movimento (energia eólica) pode ser captada por uma turbina e convertida em energia mecânica e, posteriormente, em energia elétrica nos terminais de um gerador elétrico. A energia eólica é atualmente considerada uma das mais promissoras fontes renováveis de energia, principalmente devido ao grande avanço tecnológico de turbinas e geradores eólicos, ocorrido na Europa e Estados Unidos. Geradores eólicos, instalados isoladamente, ou em pequenos grupos de quatro ou cinco, ou ainda, em fazendas eólicas de mais de quinze aerogeradores (on-shore e off-shore), estão cada vez mais incorporados à paisagem de diversos países, destacando-se Estados Unidos, Alemanha, Dinamarca, Holanda, Reino Unido, Itália, China, Índia, Suécia, Espanha e Portugal [46].

As vantagens da geração eólica são, basicamente, a ausência de custo de combustível, o fato de não poluir o meio ambiente (segundo alguns autores, existe a poluição visual e a poluição sonora, mas, de modo geral, elas não representam fatores limitantes à utilização da geração eólica), a modularidade do sistema, e, diferentemente da energia solar, a potencialidade de fornecer energia ao longo de todo o dia. As desvantagens são o alto custo inicial, a matança de aves e o comportamento estocástico da velocidade do vento.

3.4.1 Velocidade do vento e potência eólica

Os sistemas de aproveitamento de energia eólica removem energia do vento diminuindo, literalmente, sua velocidade, ou seja, utilizando a diferença da energia cinética do vento antes e depois da passagem pelas pás da turbina, conforme mostra a figura 3.7.

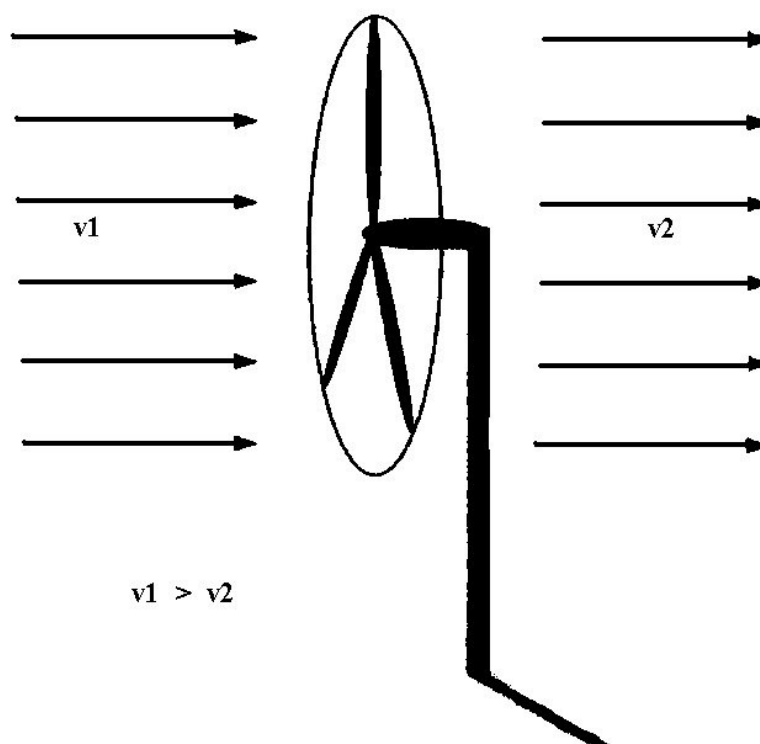


Figura 3.7. Velocidade do vento antes e após a passagem pelo aerogerador [5].

A quantidade de energia eólica disponível varia conforme a localidade. Geralmente, áreas próximas ao litoral, e áreas com relevos bastante planos possuem maior

disponibilidade de energia eólica. Uma curva típica de distribuição de velocidade do vento é mostrada na figura 3.8. É determinada por um histograma de ocorrências, ou percentual de ocorrência, para cada faixa de velocidade, durante um determinado período.

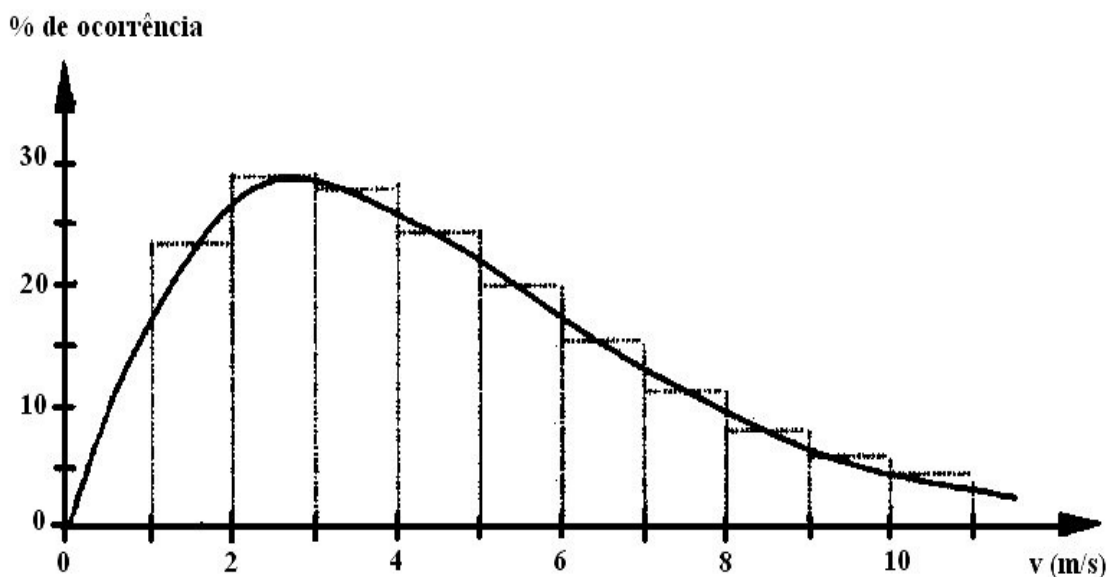


Figura 3.8. Distribuição das velocidades do vento [15].

Períodos em que a velocidade do vento atinge valores inferiores a 3 m/s são denominados “períodos de calmaria”, e a potência torna-se muito baixa para extração de energia. Os períodos de calmaria determinarão o tempo necessário para o armazenamento de energia em sistemas isolados.

Baseada nesta curva e na carga a ser alimentada, pode-se estabelecer a potência do grupo turbina-gerador que teria o melhor fator de utilização para as dadas condições de vento da localidade. É evidente que, quanto maior for o tempo de observação do comportamento do vento na região, mais adequadamente será projetada a microcentral.

Há uma fórmula empírica, de precisão bastante satisfatória, para a avaliação da velocidade do vento a uma certa altura h_f , tendo como referência a velocidade do vento a uma altura h_i do solo, naquele local [47].

$$v_{(h_f)} = v_{(h_i)} \left(\frac{h_f}{h_i} \right)^n \quad (3.21)$$

onde:

$v_{(h_f)}$ é a velocidade do vento à altura h_f , m/s;

$v(h_i)$ é a velocidade do vento à altura h_i , obtida por medida direta, m/s;

n é um coeficiente relativo à rugosidade da superfície do solo naquela região, normalmente determinado por meio de medições experimentais locais. De modo geral, se houver grande rugosidade, n é da ordem de 1/7; se a rugosidade não for muito grande, n é da ordem de 1/11 e se a rugosidade for baixa, n é da ordem de 1/15.

De toda potência do vento, apenas parte dela pode ser extraída para geração de energia, e essa parte é quantificada pelo coeficiente de potência, C_p , que representa a relação entre a potência possível de ser extraída do vento e a quantidade total de potência nele contida. O gráfico mostrado na figura 3.9 relaciona o coeficiente de potência, C_p , com o fator de velocidade da ponta, λ , definido como sendo a relação entre a velocidade de ponta do rotor (ωR) e a velocidade livre do vento (v) para os diferentes componentes de cada tipo de turbina em operação. Em termos quantitativos, $\lambda = \omega R/v$, sendo ω a velocidade angular do eixo da turbina e R o comprimento de cada pá (para turbinas de eixo horizontal). O valor máximo de C_p é 16/27 (limite de Betz), ou seja, 0,5926 [15, 27].

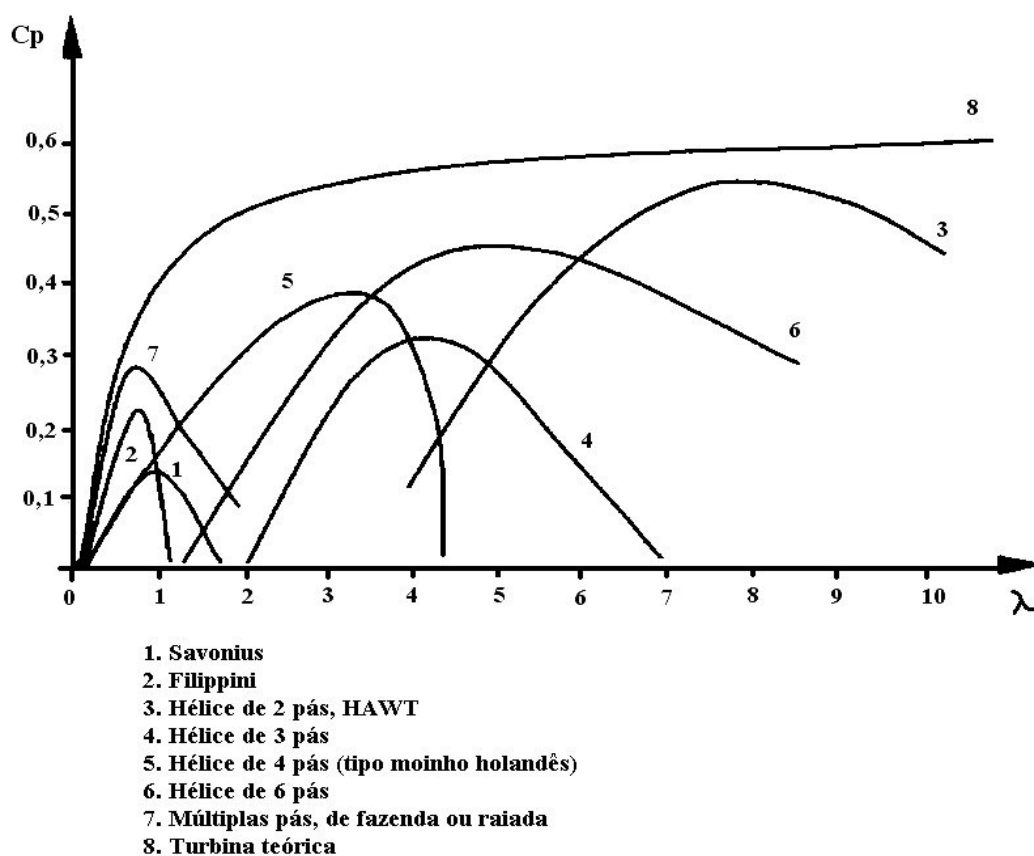


Figura 3.9. Coeficiente de potência (C_p) para diferentes turbinas [15].

A quantidade de ar em movimento, com velocidade v (m/s) e massa m (kg), é detentora de uma energia cinética E (J) expressa por [47]:

$$E = \frac{mv^2}{2} \quad (3.22)$$

A potência P_N (W) que essa energia pode proporcionar no tempo t (s) é:

$$P_N = \frac{E}{t} = \frac{mv^2}{2t} \quad (3.23)$$

As pás do aerogerador, ao se movimentarem, determinam uma área circular. A massa de ar que atinge essa área será:

$$\frac{m}{t} = \rho Av \quad (3.24)$$

onde:

ρ é a massa específica do ar ($=1,2929 \text{ kg/m}^3$, a 0°C e ao nível do mar);

A é a área circular determinada pelas pás, em m^2 .

Utilizando as equações 3.23 e 3.24, tem-se que:

$$P_N = \frac{1}{2} \rho A v^3 \quad (3.25)$$

Acrescentado-se o coeficiente de potência C_p à equação 3.25, obtém-se a equação fundamental de potência da turbina eólica, conforme mostra a equação 3.26.

$$P_N = \frac{1}{2} C_p \rho A v^3 \quad (3.26)$$

O valor de ρ na equação anterior pode ser corrigido para a altitude e para a temperatura do local pela seguinte expressão [47]:

$$\rho = 1,2929 \frac{273 P_{at}}{760 T} \quad (3.27)$$

onde:

P_{at} é a pressão atmosférica local (mm de mercúrio);

T é a temperatura absoluta (K).

3.4.2 Turbinas eólicas

As turbinas eólicas são máquinas que extraem energia dos ventos, transformando a energia cinética em energia mecânica. Essa energia mecânica pode ser usada diretamente como tal ou transformada em energia elétrica, tanto para uso imediato como para armazenamento.

As primeiras turbinas eólicas em escala comercial apresentavam potências nominais entre 10 e 50 kW. No início da década de noventa, as potências das máquinas aumentaram para a faixa de 100 a 300 kW. Atualmente, a maioria dos fabricantes de grandes turbinas oferece modelos de 300 kW a 1,5 MW [14].

De modo geral, as turbinas podem ser divididas em dois grupos: as de eixo horizontal e as de eixo vertical.

Existem diversas concepções de turbinas eólicas, mas as turbinas de última geração são turbinas de eixo horizontal, de baixo número de pás, com perfis aerodinâmicos eficientes, acionando geradores elétricos que operam à velocidade variável. A operação em velocidade variável é uma forma de garantir alta eficiência da conversão para ampla faixa de variação da velocidade de vento [48 e 49].

A potência gerada por uma turbina eólica de eixo horizontal é proporcional à área abrangida por seu rotor quando em rotação. Há turbinas com três, duas ou até mesmo uma pá. Para o rotor com duas pás, há uma redução nos custos associada à redução no peso do rotor, e uma redução nos custos com caixa de engrenagens devido ao aumento da velocidade de rotação. No entanto, a potência gerada por um rotor de três pás é um pouco maior do que a com duas pás, e a maior velocidade nas pontas das pás de um rotor de duas pás, acaba por acarretar um aumento na emissão de ruídos. Já o rotor com uma única pá tem apresentado vários problemas de fadiga na base do rotor, devido à sua assimetria. Por todas as características expostas, a configuração de três pás tornou-se a comumente utilizada. O eixo principal do rotor, o qual normalmente carrega um disco de freio, transmite o torque para a caixa-de-engrenagens. Em turbinas com potência elevada (acima de 1 MW), uma caixa-de-engrenagens planetária é geralmente utilizada por razões de peso e tamanho. Para turbinas de menor potência (kW) uma caixa-de-engrenagens de eixo paralelo geralmente é a utilizada [46].

Quanto ao gerador, existem algumas configurações possíveis [48]. Os geradores de indução de gaiola são simples e baratos, e são utilizados tipicamente conectados à rede

elétrica, que controla a frequência da energia gerada. Esses geradores consomem potência reativa da rede e fornecem potência ativa para a mesma. No caso de turbinas de grande potência ou quando a conexão é feita em rede fraca, deve-se utilizar um banco de capacitores conectados ao gerador, de modo a melhorar o fator de potência do sistema. É interessante ressaltar que, atualmente, vários trabalhos têm sido desenvolvidos visando o desenvolvimento de dispositivos eletrônicos que possibilitem uma regulação satisfatória da tensão e frequência para geradores de indução em sistemas isolados, conforme citado no item 3.2.2. Outro tipo de gerador bastante utilizado é o gerador de indução duplamente alimentado, onde o estator é conectado diretamente à rede e o rotor conectado a um conversor CA-CA, sendo este também conectado à rede. Esta configuração permite o total controle da potência ativa e reativa do sistema. Por fim, outros geradores também utilizados são os geradores síncronos, que podem ser usados em sistemas conectados ou isolados da rede elétrica e os geradores CC. Considerando que este trabalho contempla o dimensionamento de fontes energéticas em sistemas isolados, a energia gerada será retificada (se necessário) e armazenada num banco de baterias (acoplado a um controlador de cargas). Esta configuração é semelhante ao sistema de geração fotovoltaica, onde existe um desacoplamento entre geração elétrica e carga, ou seja, a energia gerada é inicialmente armazenada na bateria, e esta fornece energia às cargas (utilizando-se um inversor CC-CA).

Nas turbinas mais modernas [46], têm sido utilizados geradores multi-pólos (quantidade de pólos bem maior que os geradores convencionais), que eliminam a necessidade de caixas-de-engrenagens para aumentar a velocidade de rotação.

A instabilidade do vento leva à necessidade de um controle de potência. A turbina não deve ser exposta a potências muito superiores à sua potência nominal, devido ao risco de danos para a caixa-de-engrenagens e para o gerador. Os métodos de controle de potência atuam na eficiência aerodinâmica do sistema, e podem ser realizados pela “stall regulation”, ou estolagem, que promove uma perda da eficiência causada por características aerodinâmicas do sistema, e pelo “pitch control”, ou controle de passo de pá, que atua no ângulo formado entre o perfil transversal da pá e o plano definido pelo rotor em rotação. Este sistema é mais eficiente que o anterior. Nas turbinas de velocidade variável, o controle de passo de pá também permite uma otimização no valor de C_p (coeficiente de potência) de modo a maximizar a potência gerada no sistema, para diferentes velocidades do vento [49].

Outros sistemas de controle são utilizados para aumentar a eficiência e garantir a segurança do equipamento. O sistema de direcionamento permite que o rotor acompanhe as mudanças na direção do vento, fazendo com que seu eixo fique sempre paralelo à mesma, possibilitando máxima eficiência no aproveitamento eólico. O sistema de freio, que pode ser mecânico, hidráulico, aerodinâmico ou elétrico, proporciona segurança ao equipamento, uma vez que o sistema é acionado para ventos com velocidade maior que um determinado valor limite.

Uma curva característica da potência gerada x velocidade do vento é apresentada na figura 3.10. Tipicamente, à medida que se aumenta a velocidade do vento, aumenta-se a potência gerada até um determinado valor, a partir do qual a mesma torna-se constante (potência nominal). Não é economicamente viável o dimensionamento de aerogeradores para grandes velocidades do vento, que, normalmente, são pouco frequentes. Quando a velocidade do vento atinge o limite máximo de segurança (25 m/s para o exemplo dado), o sistema de geração é desligado pelos dispositivos já citados.

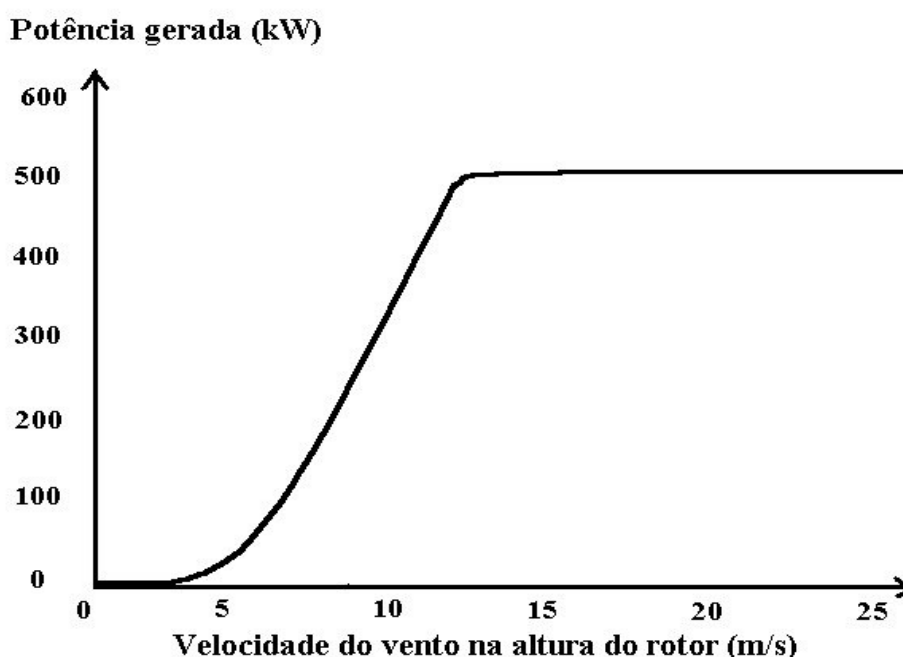


Figura 3.10. Curva de potência de uma turbina eólica de 40,3 m de diâmetro [46].

De acordo com a figura 3.10, o modelo para potência eólica, $P(v)$, pode ser ajustado como [50]:

$$P(v) = \begin{cases} A + B v + C v^2 & \text{para } v_I \leq v \leq v_N \\ P_N & \text{para } v_N \leq v \leq v_F \\ 0 & \text{alhures} \end{cases} \quad (3.28)$$

sendo:

$$A = P_N \cdot v_I \left[\frac{v_A - 2v_N \left(\frac{v_A}{v_N} \right)^3}{2(v_N - v_A)^2} \right] \quad (3.29)$$

$$B = P_N \left[\frac{v_N - 3v_A + 4v_A \left(\frac{v_A}{v_N} \right)^3}{2(v_N - v_A)^2} \right] \quad (3.30)$$

$$C = P_N \left[\frac{1 - 2 \left(\frac{v_A}{v_N} \right)^3}{2(v_N - v_A)^2} \right] \quad (3.31)$$

$$v_A = \frac{v_I + v_N}{2} \quad (3.32)$$

onde:

P_N é a potência elétrica nominal, calculada na equação 3.26, W;

v_I é a velocidade mínima do vento, onde se inicia a geração de energia, m/s;

v_N é a velocidade nominal do vento, a partir da qual a geração é constante, m/s;

v_F é a velocidade máxima do vento, a partir da qual a geração de energia é interrompida, m/s;

Os custos de sistemas de geração eólica variam conforme o local, fabricante, tamanho do equipamento, etc. Uma estimativa razoável, para o mercado nacional, pode variar de US\$ 800 / kW a US\$ 1800 / kW para as turbinas eólicas instaladas e US\$ 0,012 / kWh para manutenção do sistema [5 e 20].

3.4.3 Modelo estatístico para representação da velocidade do vento

O regime de vento pode ser modelado utilizando-se a distribuição de Weibull, expressa em termos de fator de escala e fator de forma [42]. Esses dois parâmetros podem ser obtidos a partir da média e do desvio padrão do conjunto de dados. A função densidade de probabilidade de velocidade do vento usualmente corresponde a uma distribuição Rayleigh (uma função densidade de probabilidade de Weibull com um fator de forma igual a 2) [5].

Assumindo a distribuição de Weibull para modelar o regime eólico, tem-se que a função densidade de probabilidade da velocidade do vento $f(v)$ é dada por [44 e 45]:

$$f(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \exp\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right] \quad (3.33)$$

onde:

c é o fator de escala, m/s;

k é o fator de forma, adimensional.

Os parâmetros de Weibull, c e k , podem ser calculados da seguinte forma:

$$c = \frac{\bar{v}}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)} \quad (3.34)$$

$$k = \left(\frac{\sigma}{\bar{v}}\right)^{-1,086} \quad 1 \leq k \leq 10 \quad (3.35)$$

$$\text{sendo que } \Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right) = \int_0^{\infty} y^{1/k} \exp(-y) dy \quad (3.36)$$

onde \bar{v} e σ são, respectivamente, a média das velocidades do vento e o desvio padrão;

Γ é a função gama.

A função densidade de probabilidade da velocidade do vento deve ser calculada para cada hora do dia típico no mês, utilizando dados de séries temporais disponíveis, de modo semelhante ao realizado no cálculo da radiação solar (item 3.3.4). Um exemplo da curva da função densidade de probabilidade é apresentada na figura 3.11.

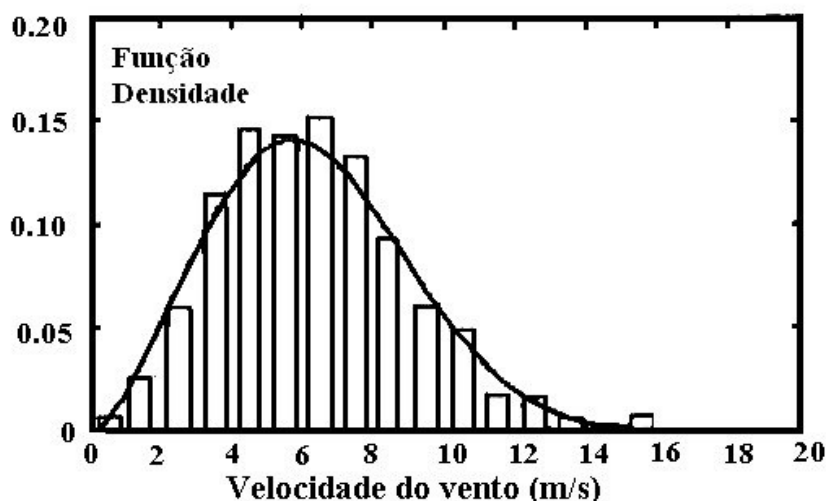


Figura 3.11. Histograma e função densidade de probabilidade para velocidade do vento, obtidos para uma determinada hora de um dia típico no mês [29].

A potência média de saída da turbina eólica, $P_{V \text{ méd}}$, é a potência produzida em cada velocidade do vento, $P(v)$, dada pela equação 3.28, multiplicada pela função densidade de probabilidade, $f(v)$, dada pela equação 3.33, integrada para todas as possíveis velocidades do vento. Assim,

$$P_{V \text{ méd}} = \int P(v) f(v) dv \quad (3.37)$$

Resolvendo-se a integral da equação 3.37, encontra-se a potência média de saída da turbina eólica, calculada para cada hora de um dia típico no mês.

3.5 Energia da biomassa

Define-se biomassa como toda matéria orgânica, de origem animal ou vegetal, que pode ser utilizada como fonte de energia, para geração de calor ou de eletricidade. Pode-se citar:

- madeira;
- álcool;
- óleos vegetais;
- resíduos agrícolas;
- esterco animal;
- resíduos domésticos e urbanos;
- resíduos industriais (bagaço de cana, etc).

A grande vantagem do uso da biomassa é que geralmente pode-se aproveitar resíduos de baixo ou nenhum custo para geração de energia. O uso da biomassa também tem um aspecto ambiental favorável já que a emissão de CO₂ da queima da biomassa na atmosfera geralmente é compensada pela absorção no plantio da nova biomassa [51].

Algumas formas de biomassa vêm sendo usadas diretamente como combustíveis, durante séculos, sem nenhuma transformação antes da utilização. Porém, hoje, já existem muitas tecnologias para a conversão da biomassa em biocombustíveis, com a finalidade de facilitar o aproveitamento energético, conforme mostra a figura 3.12.

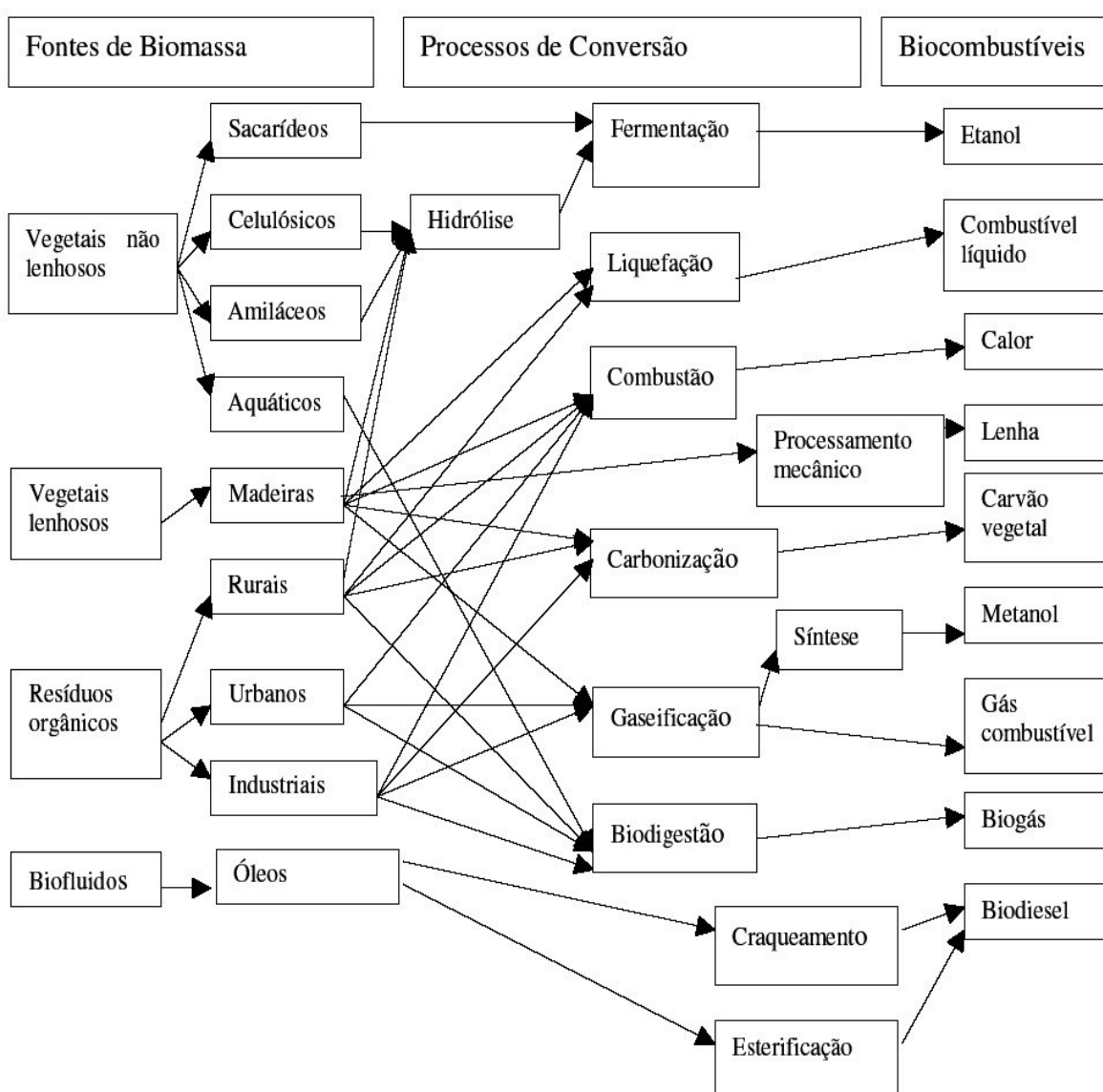


Figura 3.12. Fontes de biomassa, processos de conversão e biocombustíveis [52].

As formas de aproveitamento da biomassa são tão variadas quanto a variedade de tipos de biomassa usados. Normalmente, pode-se dividir as formas de aproveitamento em dois grupos [51]: térmico e elétrico. É freqüente também o uso da biomassa para geração de trabalho mecânico, como é o caso do uso do álcool ou de óleos vegetais em veículos automotores. Os processos aplicados para a utilização da biomassa em aplicações térmicas e geração de energia, são os seguintes:

- Aplicação térmica
 - a. queima direta
 - b. gaseificação
 - c. digestão anaeróbica

- Geração de eletricidade
 - a. queima direta em motores
 - b. ciclo a vapor
 - c. gaseificação
 - d. ciclo a gás

Para geração elétrica, os princípios apresentados para a geração térmica podem ser usados como fonte de calor num ciclo térmico, produzindo trabalho mecânico que será usado para mover um gerador elétrico.

Dentre os processos citados, será destacada a digestão anaeróbica, por ser um processo simples de conversão que não necessita de altas temperaturas. O processo ocorre em biodigestores, relativamente baratos e simples de serem construídos na área rural e utiliza dejetos animais como fonte de biomassa.

3.5.1 Digestão anaeróbica

A digestão anaeróbica, ou biodigestão anaeróbica, é um processo biológico que, na ausência de oxigênio, converte a biomassa em metano, dióxido de carbono e resíduos estabilizados. É baseada na faculdade que têm certos microorganismos de utilizar, na ausência de oxigênio, a energia química potencial contida na matéria orgânica, por meio de um conjunto complexo de reações enzimáticas, no decorrer das quais uma parte desta

matéria é oxidada a anidrido carbônico (CO_2) e uma outra parte é reduzida a metano (CH_4). O que resulta destas reações, além da energia necessária à sobrevivência e à reprodução destes microorganismos é [52]:

- uma mistura gasosa, conhecida como biogás, contendo aproximadamente 60% de metano, 40% de dióxido de carbono e pequenas quantidades de gás sulfídrico (H_2S);
- sólidos estabilizados, compostos de proteínas vegetais e húmus, potencialmente utilizáveis como alimento animal ou fertilizante de solo;
- nutrientes dissolvidos na água utilizada no processo, apropriados para o crescimento de algas e adubação de plantações.

A presença do CO_2 reduz o poder calorífico do gás e o H_2S , mesmo em pequenas quantidades, em presença de água, traz problemas de corrosão, sendo aconselhável sua remoção quando seu teor ultrapassa 1,11 mg/l de gás. O gás sulfídrico pode ser removido com o uso de filtros de limalha de ferro e o gás carbônico através de sistema de lavagem e arraste por água a alta pressão [53].

A digestão anaeróbica compreende diversas fases interligadas entre si, que para efeito de estudos, pode ser dividida em três:

- 1ª fase: solubilização (hidrólise);
- 2ª fase: acidogênese (acetogênese);
- 3ª fase: metanogênese.

Quando a matéria orgânica é digerida, somente parte dela é realmente convertida em biogás e sedimentos. Uma parte não é digerida e se acumula no digestor ou passa para fora com o efluente ou a escória. A “digeribilidade” e algumas propriedades básicas da matéria orgânica (MO) são usualmente expressas como segue:

- Umidade (U): é a quantidade de massa de água perdida numa secagem a 100 °C;
- Sólidos Totais (ST): é a quantidade de massa de matéria seca remanescente após a secagem. ST é composto de sólidos voláteis (SV), que é a matéria orgânica digerível, e sólidos fixos (SF), que são os resíduos não digeríveis.

$$\text{Assim, } MO = (SV + SF) + U \quad (3.38)$$

O que acontece realmente na digestão é que nem todos os SV são convertidos em biogás. A conversão dos SV depende da capacidade das bactérias metanogênicas terem acesso e ataquem estes SV. Realmente, apenas 40 a 70% dos SV são degradados através do processo de digestão anaeróbica.

A título de exemplo, pode-se calcular a digeribilidade total de uma matéria orgânica. Supondo 100 kg de esterco de galinha, as produções máximas e mínimas de biogás estão apresentadas na tabela 3.1.

Tabela 3.1. Produção de biogás a partir de 100 kg de esterco de galinha [52].

Produtos	Produção máxima		Produção mínima	
MO (matéria orgânica)		100,0 kg		100,0 kg
U (umidade)	(-)	72,0 kg	(-)	80,0 kg
ST (sólidos totais)		28,0 kg		20,0 kg
SV (sólidos voláteis)	(80%)	22,0 kg	(75%)	15,0 kg
Biogás (peso)	(70%)	15,0 kg	(40%)	6,0 kg
Biogás (volume, nas CNPT)	(0,31 m ³ /kg)	4,8 m ³	(0,31 m ³ /kg)	1,9 m ³

Em áreas rurais remotas de países em desenvolvimento, o biogás obtido por digestão anaeróbica de dejetos animais pode ser a opção mais econômica para cozimento, iluminação, e até mesmo para geração de energia elétrica, a partir da utilização de geradores que funcionam a biogás ou combustíveis múltiplos (biogás mais diesel) [9]. Neste caso, as máquinas utilizam uma mistura de biogás-diesel na proporção de 80:20. A vantagem adicional da digestão anaeróbica é a produção de fertilizantes para a agricultura e o saneamento rural.

O metano, principal componente do biogás, é um gás incolor, sem cheiro, altamente combustível e, quando entra em combustão, apresenta uma chama azul-lilás e pequenas manchas vermelhas, não deixando fuligem e com um mínimo de poluição. O poder calorífico do biogás depende da quantidade de metano na sua composição, podendo variar de 5.000 a 7.000 kcal/m³ [15].

Um metro cúbico de biogás, nas CNPT e já considerada a eficiência de conversão energética, equivale a [54]:

- 0,613 litro de gasolina;
- 0,579 litro de querosene;
- 0,553 litro de óleo diesel;
- 0,454 litro de gás de cozinha;
- 1,536 quilograma de lenha;
- 0,790 litro de álcool hidratado;
- 1,428 kWh de energia elétrica.

O biogás pode ser utilizado para fazer funcionar motores, geradores, motopicleiras, resfriadores de leite, aquecedor de água, geladeira, fogão, lampião, lanças-chamas, aquecedor para pintos e leitões, entre outros. Substitui o gás liquefeito de petróleo na cozinha, e a energia elétrica em equipamentos como televisor, liquidificador, ferro de passar, iluminação elétrica, rádio, etc [54]. Para a utilização do biogás como fonte de energia elétrica, é necessário o uso de motores que funcionem à base de gás, os quais são acoplados a geradores de eletricidade. Podem ser utilizados, também, motores a álcool, a gasolina e a diesel, adaptados para funcionarem com metano [53].

O biogás pode ser produzido a partir do lixo, como se faz nos chamados “aterros sanitários” de quase todos os países desenvolvidos do mundo, e cuja experiência começa a ser implementada em algumas grandes cidades brasileiras. Nas propriedades agrícolas, ele pode ser produzido em aparelhos simples, os chamados biodigestores, que, além de produzir gás, limpa os resíduos não aproveitáveis de uma propriedade agrícola e gera fertilizantes. As instalações sanitárias da propriedade podem ser descarregadas diretamente no biodigestor. Com isso, elimina-se uma boa parte dos micróbios que provocam doenças e o acúmulo de moscas. No interior do biodigestor, a vida tem um ciclo muito rápido. Os restos orgânicos se decompõem muito rapidamente, de modo que outras formas de vida, como as moscas, não conseguem acompanhar este ritmo. Ovos que eventualmente as moscas pudessem depositar no composto morreriam antes de eclodir. Os biodigestores trabalham com qualquer tipo de material que se decompõe biologicamente sob a ação das bactérias anaeróbicas. Praticamente todo resto de animal ou vegetal é biomassa capaz de fornecer biogás através do biodigestor. Os dejetos animais são o melhor alimento para os biodigestores, pelo fato de já saírem dos intestinos carregados de bactérias anaeróbicas.

Os dejetos humanos também produzem biogás. A tabela 3.2 mostra alguns exemplos de dejetos animais e sua capacidade de produzir biogás.

Tabela 3.2. Produção de gás por dejetos de animais semi-estabulados [15].

Material (esterco)	kg de dejetos por dia	m ³ de gás por kg de dejetos	m ³ de gás por animal por dia
Aves	0,09	0,055	0,0049
Bovinos	10,00	0,040	0,4000
Equinos	6,50	0,048	0,3100
Ovinos	0,77	0,070	0,0500
Suínos	2,25	0,064	0,1400

A tabela 3.3 mostra o consumo aproximado de biogás para algumas utilizações.

Tabela 3.3. Consumo de biogás [15, 53].

Utilização	Consumo de biogás
Cozimento	0,39 m ³ por pessoa por dia
Iluminação	0,14 m ³ por lâmpião por hora
Banho (chuveiro a gás)	0,74 m ³ por banho
Refrigeração	2,80 m ³ por dia
Motor	0,50 m ³ por cavalo vapor por hora

3.5.2 Fatores que afetam a biodigestão

Temperatura: é considerado como um dos fatores mais importantes na produção de biogás. A temperatura ideal para a maior parte das atividades das bactérias metanogênicas é de 35 a 40 °C, para uma produção eficiente de biogás. À medida que a temperatura diminui, a produção de biogás também diminui, e no momento que a temperatura atinge 15 °C, a produção de biogás cessa. Em regiões frias, costuma-se isolar o biodigestor das variações climáticas externas, envolvendo-o com lã de vidro, isopor ou outros produtos isolantes. Alguns biodigestores, particularmente em países de clima temperado, utilizam

aquecedores solares para água, de modo a mantê-la próxima à temperatura ideal [54]. Em nosso País, o simples fato de construí-lo no interior da terra já cumpre essa função. As bactérias, ao trabalharem na biodigestão, estão produzindo também o calor necessário para continuarem vivas. Portanto, o importante é impedir que as variações climáticas externas muito bruscas interfiram na temperatura interior, evitando construir o biodigestor em baixadas sujeitas a mudanças bruscas de temperatura e procurar deixá-lo exposto ao sol na maior parte das horas do dia, para aproveitar o máximo de calor. Para temperaturas na faixa de 25 a 44 °C, pode-se utilizar a seguinte expressão para calcular a produção de biogás por quilograma de sólidos totais (ST) adicionados [55]:

$$\frac{\text{m}^3 \text{ de biogás}}{\text{kg de ST}} = 0,007834 T + 0,05539 \quad (3.39)$$

onde T é a temperatura em °C.

Período de retenção: é o tempo entre a entrada e a saída da biomassa no digestor, ou seja, é o tempo de digestão, que varia em função do pH, volume do material utilizado, agitação dentro do biodigestor e temperatura interna do biodigestor. Geralmente esse período varia de 20 a 60 dias, sabendo-se que o tempo ótimo de digestão ocorre quando o biofertilizante não apresenta, na saída, odor e presença de moscas [15]. De um modo geral, nas diferentes regiões do Brasil, o esterco de gado tem um ciclo de fermentação que pode ser definido pelos seguintes números [54]:

- Amazônia, Nordeste, Bahia e Espírito Santo (junto à costa) : 30 a 40 dias;
- Zona Central de Cerrados, Mato Grosso e Rondônia: 40 a 60 dias;
- São Paulo, Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul (durante o inverno): 60 a 70 dias. Durante o verão, nestas regiões, o período é de 40 a 60 dias.

Acidez: medida pelo potencial hidrogeniônico (pH), o valor deve-se manter entre 6 e 8. Caso o pH seja inferior a esses valores, o meio torna-se predominantemente adequado para as bactérias ácidas, que impedirão o crescimento das bactérias metanogênicas [15].

Concentração de matéria orgânica: em média, 7 a 9 partes de sólidos para 100 partes de líquido. O material orgânico deve ser sempre carregado na forma líquida, para que não haja bloqueio na produção de gás. A regra geral é que se misture a matéria orgânica úmida com igual proporção de água, mas existem algumas porcentagens de mistura já amplamente analisadas e que podem ser observadas pelo produtor, garantindo um maior índice de produção [54].

Relação carbono/nitrogênio: o nitrogênio é um nutriente que contribui para a formação e multiplicação das bactérias, mas em excesso, induz à formação de amônia, que pode prejudicar a produção do biogás. O carbono é responsável pela geração de energia. Como a maioria dos dejetos animais tem baixa relação de carbono/nitrogênio, esses elementos devem ser corrigidos com resíduos vegetais para se atingir o ponto ideal (aproximadamente C:N=30:1) [15].

3.5.3 Biodigestores

Os biodigestores mais utilizados no Brasil são derivados dos modelos indiano e chinês. As diferenças entre os modelos não são muito expressivas. O detalhe mais significativo refere-se à cúpula do gasômetro, região onde fica armazenado o biogás gerado pela fermentação. O biodigestor indiano tem uma cúpula móvel, de metal; e o chinês, uma cúpula fixa, de alvenaria. No modelo indiano, figura 3.13, a cúpula vai subindo em torno de uma guia de metal, à medida que se enche de gás. Esta cúpula funciona como um verdadeiro gasômetro, já que, pelo seu próprio peso, acaba imprimindo uma certa compressão ao gás estocado. Esta compressão pode ser aumentada por meio de fixação de pesos na cúpula de metal. Por meio desse sistema simples, imprime-se maior pressão quando for necessário aumentar a velocidade de saída do gás.

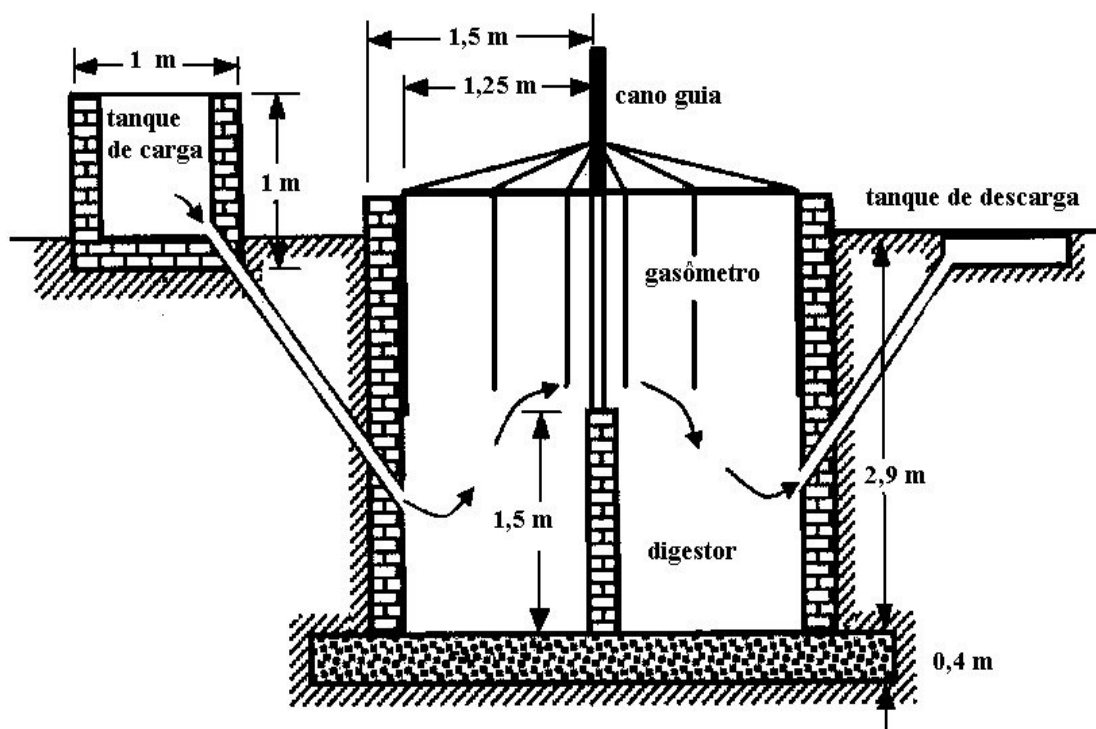


Figura 3.13. Biodigestor tipo indiano [15].

No modelo chinês a cúpula é fixa, de alvenaria, guarnecida por uma espécie de válvula, que é composta por uma tampa e pressionada por um depósito de água. A característica deste modelo exige que se esgote o gás com mais frequência, a fim de evitar-se o desperdício.

Nos demais aspectos, o processo de biodigestão é praticamente o mesmo nos dois modelos. Dentro do tanque do biodigestor há uma parede que o divide em duas câmaras. Ligado exteriormente à primeira, por meio de tubulação, há um tanque de carregamento, por onde a mistura é lançada ao interior do biodigestor. Ali, a mistura entra em biodigestão anaeróbica, produzindo o biogás, que se armazena na cúpula. Conforme se enche o tanque de carregamento, uma quantidade igual de massa orgânica já digerida é forçada a passar para a câmara seguinte, empurrando, por sua vez, o equivalente de resíduos que estiver na parte superior da segunda câmara para a caixa de coleta ou de descarga. O material que sai dali é o biofertilizante, adubo composto de 5% de sólidos pastosos e 95% de líquido. O compartimento de coleta é posicionado um pouco abaixo da caixa de carregamento, para que possa receber regularmente o biofertilizante produzido.

Exemplo de dimensionamento de um biodigestor indiano, com capacidade de produção de 6 m³ de biogás por dia e tempo de retenção de 40 dias, para um grupo de cinco pessoas. O biogás é utilizado para cozimento, iluminação e uso de motor:

1. Cálculo do biogás (de acordo com a tabela 3.3)

5 pessoas x 0,39 m ³ de gás (cozimento).....	1,95 m ³
2 lampiões x 0,14 m ³ de gás x 3 horas de funcionamento	0,84 m ³
1 motor de 9 cv x 0,50 m ³ de gás x ½ hora	2,25 m ³
Subtotal	5,04 m ³
Acréscimo eventual de 10%	0,50 m ³
Total de consumo por dia	5,54 m ³

2. Dimensionamento do biodigestor

A figura 3.13 apresenta o diagrama esquemático do biodigestor utilizado. Para a produção diária de gás necessita-se de:

- pelo menos 15 animais adultos bovinos semi-estabulados (\cong 150 kg de dejetos/dia \cong 6 m³ de gás/dia), conforme tabela 3.2;
- 300 litros de biomassa por dia (\cong 150 litros de esterco bovino + 150 litros de água);
- total de volume útil: (300 litros/dia) x 40 dias x (1 m³/10³ litros) = 12 m³;
- diâmetro interno (D): 2,50 m;
- altura total (H): 2,90 m;
- volume total: ($\pi D^2 / 4$) x H \cong 14,23 m³;
- diâmetro externo do gasômetro (D1): 2,40 m;
- altura lateral do gasômetro (H1): 1,40 m;
- volume do gasômetro: 6,33 m³;
- dimensões do tanque de carga: 1 m x 1 m x 0,8 m (para carregar 300 litros de biomassa por dia, com folga).

Os custos para construção de um biodigestor indiano, incluindo todos os materiais e mão-de-obra necessários, variam conforme o local, disponibilidade de mão-de-obra, etc [8, 20, 42, 53, 56 e 57]. Analisando os custos encontrados e fazendo os ajustes necessários, pode-se estimar o custo de construção do biodigestor variando entre US\$ 100 / m³ e US\$ 300 / m³ de biogás armazenado.

O custo da mão-de-obra para abastecimento do biodigestor é considerado como sendo uma função do salário do trabalhador e do número de horas trabalhadas [57]. Em termos médios, pode-se estimar o custo anual de abastecimento do biodigestor variando entre US\$ 20 / m³ e US\$ 50 / m³ de biogás armazenado.

O custo do gerador elétrico a biogás pode ser considerado como sendo de US\$ 500,00 / kW [42]. O custo anual de manutenção do sistema pode ser considerado, em termos médios, como sendo igual a 5% do valor do investimento inicial.

3.6 Sistemas de armazenamento de energia

Em instalações que utilizam fontes renováveis de energia descentralizadas, os sistemas de armazenamento de energia são utilizados para três condições [5]:

- estabilização do sistema energético, permitindo que a fonte de energia trabalhe em um nível constante e estável, mesmo com variações bruscas e intensas das cargas;
- fornecimento de energia em momentos em que a fonte está indisponível, seja por motivo de manutenção dos equipamentos, ou, no caso de energia solar e eólica, por indisponibilidade de radiação solar e vento, respectivamente;
- possibilidade de transformar uma unidade energética não despachável, em uma unidade despachável, permitindo um maior controle na manipulação da energia.

O armazenamento da energia é de suma importância quando se trabalha com as fontes eólica e solar. Ao contrário de algumas outras fontes energéticas, que permitem o armazenamento dos combustíveis, as energias eólica e solar não podem ser confinadas facilmente, devido à natureza variável do vento e do sol.

Os sistemas de armazenamento de energia apresentam algumas características que podem ser utilizadas para fins de comparação de desempenho. Algumas dessas características são [5]: densidade de energia, densidade de potência, taxa de recarga, eficiência elétrica, vida útil, dimensões físicas, custo, etc. As quatro primeiras características estão comentadas a seguir, as demais são auto-explicativas.

Densidade de energia é uma medida da capacidade básica do sistema, ou seja, identifica quanta energia pode-se armazenar em um determinado espaço ou em uma determinada unidade. Tipicamente, essa característica é medida em kWh/unidade.

Densidade de potência é uma medida da quantidade de potência que o sistema pode dispor, por unidade. Essa medida é tipicamente dada em kW/unidade. Por exemplo, um determinado sistema de armazenamento com capacidade de 100 kWh, pode fornecer uma potência de 10 kW por hora, necessitando de 10 horas para descarregar. Um outro sistema, com a mesma capacidade, pode fornecer uma potência de 200 kW, descarregando-se completamente em meia hora.

Taxa de recarga é uma medida da quantidade de potência, por unidade de tempo, que pode ser enviada para o sistema de armazenamento, para que o mesmo possa ser recarregado. Por exemplo, um sistema de armazenamento com capacidade de 100 kWh pode fornecer uma potência de 10 kW por hora, mas aceitar uma potência de recarga de apenas 7 kW por hora. Isso significa que o sistema necessitará de 10 horas para descarregar, mas um pouco mais de 14 horas para recarregar completamente.

Eficiência elétrica é uma medida do percentual da potência armazenada no sistema que está disponível para ser utilizada. A eficiência, em muitos sistemas de energia elétrica, é função também do tempo que leva para a energia ser armazenada. Quanto maior o tempo, menos eficiente é o sistema. Eficiência, algumas vezes, é também utilizada para indicar a eficiência física do armazenamento elétrico, pelo menos quando os fatores tamanho e peso forem importantes. Assim, uma bateria que armazena 6 kWh por unidade volumétrica, é considerada mais eficiente, para aplicação em veículos elétricos, que uma outra que armazena somente 3 kWh, com a mesma unidade volumétrica.

De maneira geral, para armazenamento de energia elétrica, o método mais utilizado é em baterias. As mais comuns são as de chumbo-ácido, seladas ou não. Também se utiliza bateria de níquel-ferro (alcalina) ou níquel-cádmio, mas estas apresentam custos mais elevados [58].

As baterias de chumbo-ácido estão disponíveis para serviços de ciclos superficiais ou profundos [59]. Baterias de ciclos superficiais são projetadas para fornecer grandes quantidades de energia em um curto período de tempo e não devem ser descarregadas mais do que 20% de sua capacidade. Baterias de ciclos profundos são projetadas para permitir descargas de até 80% de sua capacidade.

Um problema sério que deve ser evitado é deixar a bateria descarregar completamente, provocando a hidratação do chumbo. Uma bateria está totalmente descarregada quando a tensão por célula atingir 1,75 V (equivalente a 10,5 V para as seis células das baterias comuns). Em outras palavras, a descarga profunda ocasionará a

dissolução dos componentes de chumbo das células no eletrólito. Os hidratos de chumbo, assim formados, depositam-se sobre os separadores das placas negativas e positivas, causando curto-circuitos entre elas. Fica cada vez mais difícil manter as células carregadas, e a solução extrema é a substituição da bateria.

Uma característica importante, tanto para o projeto, como para a seleção de um tipo particular de bateria, é o impacto dos ciclos de carga-descarga na vida útil. Esta é, na realidade, a medida mais freqüentemente utilizada para a determinação da vida útil em baterias [5]. As baterias gradualmente se desgastam à medida que os ciclos são repetidos, devido a uma variedade de processos químicos tecnicamente diferentes, embora similares, que ocorrem nos diversos tipos de baterias.

A vida útil da bateria é menor se os ciclos de carga-descarga são completos. Um ciclo profundo ocorre quando a bateria é quase que totalmente descarregada e, posteriormente, completamente carregada. O ciclo profundo diminui significativamente a vida útil da bateria: uma típica bateria automotiva de chumbo-ácido irá durar somente de 125 a 200 ciclos profundos, mas pode facilmente tolerar mais que 3.000 ciclos parciais. Em aplicações típicas, elas raramente utilizam um ciclo profundo, o que faz com que sua durabilidade seja bastante aumentada. Baterias de chumbo-ácido utilizadas para aplicações industriais ou de ciclo profundo já são projetadas para durar mais, mas o fato é que, ainda assim, elas têm uma vida útil medida em centenas, e não em milhares de ciclos profundos, e durariam muito mais se fossem utilizadas em ciclos parciais [5].

Medidas de ciclos e vida útil são de grande interesse para a aplicação das baterias em fontes renováveis de energia. Um banco de baterias, acoplado a um sistema fotovoltaico, utilizado para fornecer energia durante a noite, poderia durar somente um ano, se dimensionado com capacidade restrita para suprir energia somente por uma noite. Um banco de baterias com três ou quatro vezes a capacidade do primeiro duraria consideravelmente mais, talvez vários anos, justamente porque não seria utilizado em ciclos profundos diariamente.

A tabela 3.4 compara o desempenho de alguns tipos de baterias disponíveis.

Tabela 3.4. Sistemas de bateria para armazenamento de energia elétrica [5].

Sistemas	chumbo- ácido	níquel- metal	Lítio	sódio- enxofre	sódio- níquel
Densidade de Energia (Wh/dm ³)	71	177	212	247	177
Densidade de Potência (W/dm ³)	106	212	388	530	530
Eficiência (%)	92	92	88	88	87
Vida útil, ciclo profundo	400	800	600	1000	800
Custo por kWh armazenado (US\$)	120	375	550	350	300

Os custos de baterias de chumbo-ácido para utilização com fontes renováveis de energia, variam de US\$ 80,00 a US\$ 120,00 / kWh (custo de instalação) [9, 20, 35], e possuem uma vida útil média de 4 a 5 anos.

3.7 Conclusões

Este capítulo apresenta um estudo das fontes energéticas que são utilizadas no modelo de dimensionamento otimizado desenvolvido neste trabalho. São caracterizados os principais equipamentos de conversão energética, o atual “estado da arte” no desenvolvimento dos mesmos, os princípios teóricos de funcionamento e os custos associados à aquisição, operação e manutenção. Para os dispositivos que utilizam energia solar e eólica, em particular, são apresentados os modelos matemáticos utilizados para o cálculo da energia produzida. Além disso, são discutidos modelos estatísticos para representação da radiação solar e velocidade do vento, baseados em funções densidade de probabilidade, tendo em vista o comportamento estocástico desses recursos energéticos. Por fim, são apresentados alguns parâmetros referentes a sistemas de armazenamento energético, destacando-se a utilização de baterias.

CAPÍTULO 4

ELETRIFICAÇÃO RURAL CONVENCIONAL E GERAÇÃO A DIESEL

4.1 Introdução

O planejamento de sistemas de energia normalmente é realizado a partir de uma comparação objetiva de várias alternativas disponíveis, incluindo fontes renováveis descentralizadas e outras fontes energéticas. Essa comparação é baseada em características consideradas importantes aos sistemas, principalmente custo e confiabilidade, objetivando identificar a melhor alternativa para uma dada situação particular.

Fontes energéticas descentralizadas são, freqüentemente, alternativas consideradas promissoras para fornecer energia a regiões remotas e de pouca densidade populacional. Nas áreas rurais que apresentam essas características, quando as linhas de transmissão e distribuição são distantes, o sistema de eletrificação rural terá um alto custo por unidade de potência, desmotivando as concessionárias de energia a investir nesses locais. De modo semelhante, a distribuição de combustível fóssil pode também representar um problema, quando o local, além de distante, é de difícil acesso. Nestas condições, muitas vezes torna-se mais interessante a utilização de fontes energéticas locais renováveis para o fornecimento de energia aos consumidores.

De qualquer modo, para se definir a melhor opção para a energização de propriedades rurais remotas, deve-se considerar os diversos parâmetros relacionados às fontes energéticas e às cargas, além de fatores como taxa de juros, dependência econômica do País em relação à importação de combustíveis, etc. Os itens a seguir abordam algumas informações referentes à eletrificação rural convencional e à geração a diesel, necessárias para uma análise abrangente dos possíveis sistemas de energização rural.

4.2 Eletrificação rural convencional

A eletrificação rural caracteriza-se basicamente pela grande dispersão geográfica/populacional, baixo consumo, alto investimento por consumidor, elevado custo operacional e baixo retorno ou mesmo prejuízo financeiro à concessionária.

Iniciativas recentes do Governo Federal, com grande potencial de beneficiar as propriedades rurais, são os programas Luz no Campo e Luz para Todos, que objetivam eletrificar milhares de novos domicílios rurais. Esses programas são financiados com recursos públicos e apresentam os seguintes objetivos:

- Incrementar a eletrificação rural, sendo um dos fatores mais importantes para reduzir a migração do campo para os espaços urbanos, além de proporcionar inúmeros benefícios para a economia global;
- Estimular a intensificação das atividades rurais, integrando programas e ações que visem o desenvolvimento rural em suas respectivas áreas de atuação;
- Universalizar o fornecimento de energia.

A necessidade de se alocar criteriosamente os recursos públicos na construção e manutenção dos serviços de utilidade pública tem conduzido os países, tanto desenvolvidos como subdesenvolvidos, a construir suas redes elétricas rurais no sistema monofásico. As principais razões para isto, em países desenvolvidos como a Nova Zelândia, a Austrália, o Canadá e os Estados Unidos, foram as seguintes [60]:

- as cargas nas zonas rurais são geralmente tão pequenas que raramente são necessários três condutores para atender a capacidade de transporte das mesmas;
- com consumidores rurais situados a cada 1,5 km e com demandas médias de 2 kW, há pouca carga para equilibrar em um ramal de 15 ou 30 km de comprimento. Um exame das curvas de carga mostra que, como a possibilidade de balanceá-las nas três fases é muito pequena, só se consegue um bom balanceamento com um maior número de consumidores.

Os sistemas monofásicos em uso são [60]:

- o sistema fase/fase;
- o sistema fase/neutro;
- o sistema monofilar com retorno por terra – MRT.

O sistema fase/fase constitui-se de dois condutores fases derivados de uma rede trifásica, para atender a um suprimento monofásico. É muito usado na França, onde a prática tem sido construir estas redes fase/fase em estruturas idênticas às usadas para o sistema trifásico, omitindo somente um condutor, o que torna uma futura conversão para a rede trifásica bastante simples. Também no Brasil algumas concessionárias utilizam esse sistema.

O sistema fase/neutro constitui-se de um condutor fase e um neutro, e em função de algumas simplificações na instalação (transformadores mais simples e baratos, eliminação de um isolador de alta tensão por poste, etc.), os custos sofrem uma redução média de aproximadamente 20% em relação aos sistemas fase/fase. Nos Estados Unidos, o desenvolvimento da eletrificação rural é feito extensivamente com o uso do sistema fase/neutro, que atualmente se estende por milhões de quilômetros.

O sistema monofilar com retorno por terra – MRT – constitui-se somente de uma fase, e foi adotado em muitos países do mundo para suprir as necessidades energéticas nas áreas rurais. Nesses sistemas, todas as correntes de carga dos transformadores de distribuição passam necessariamente e continuamente por seus aterramentos. Isto exige atenção especial para os mesmos. Pode ocorrer que, em algumas regiões onde os solos apresentam alta resistividade, sejam necessários complexos sistemas de aterramento, que, aumentando consideravelmente o custo das redes monofilares, possam vir a inviabilizá-las economicamente. Os valores das resistências de solo (máximos) são tabelados em função da tensão da rede (kV) e da potência dos transformadores (kVA), de modo que o gradiente de potencial na superfície do solo não cause danos a pessoas ou animais.

Com relação aos custos da eletrificação rural, basicamente eles são compostos pelos investimentos adicionais nas centrais de geração, quando necessários, investimento nas linhas de transmissão e distribuição, e investimento nos ramais de entrada da propriedade.

Alguns parâmetros importantes utilizados para se comparar os custos de fontes energéticas descentralizadas e os custos da eletrificação rural são: densidade de carga,

definida em termos de potência por unidade de área (kW/km^2); número de conexões a serem feitas; e distância da propriedade à linha de transmissão ou distribuição mais próxima. A eletrificação rural, por exemplo, apresenta uma economia de escala relativamente grande, com reduzido custo relativo quando o fornecimento de energia é para propriedades que apresentam alta densidade de cargas. Por outro lado, algumas fontes descentralizadas, como por exemplo a energia gerada em módulos fotovoltaicos, têm os custos pouco influenciados pela densidade de carga, devido às características modulares do sistema.

De acordo com as Centrais Elétricas de Santa Catarina (CELESC), os índices médios do Programa de Eletrificação Rural do Estado estão apresentados na tabela 4.1.

Tabela 4.1. Índices médios do Programa de Eletrificação Rural.

Número de consumidores por quilômetro	2,50
Potência (kVA) por consumidor	10,01
Potência (kVA) por quilômetro	25,02
Custo médio (US\$) por quilômetro	5120,00
Custo médio (US\$) por consumidor	2050,00

O custo médio por quilômetro é calculado considerando-se que a construção de redes no Estado de Santa Catarina, em termos percentuais, é a seguinte: MRT (52,70%), rede monofásica (21,29%), ampliação de rede monofásica para trifásica (13,91 %), rede trifásica (6,35 %) e rede de baixa tensão (5,75 %). A distribuição das classes de tensão é a seguinte: 15 kV (20%) e 25 kV (80%).

De acordo com a Resolução ANEEL nº 456 [61], de 29 de novembro de 2000, para fins de faturamento, as unidades consumidoras são agrupadas em dois grupos tarifários, definidos, principalmente, em função da tensão de fornecimento e também, como consequência, em função da demanda. Se a concessionária fornece energia em tensão inferior a 2300 V, o consumidor é classificado como sendo do “Grupo B” (baixa tensão); se a tensão de fornecimento for maior ou igual a 2300 V, será consumidor do “Grupo A” (alta tensão).

A Resolução CELESC n° 457/II [62], de 08 de setembro de 2003, em vigência atualmente, estabelece as tarifas de energia elétrica para os consumidores do grupo B2 (consumidores rurais de baixa tensão), que são apresentadas na tabela 4.2.

Tabela 4.2. Tarifa de energia elétrica para o grupo B2.

Consumidores	Tarifa (US\$/kWh)
Rural não cooperativa até 500 kWh	0,0672
Rural não cooperativa acima de 500 kWh	0,0789

O ICMS, já incluído na tarifa, é calculado de acordo com a Lei Estadual n° 7.547, de 27 de janeiro de 1989, artigo 24, dado pela expressão a seguir:

$$\text{ICMS} = \frac{\text{Importe} \times \text{alíquota}}{100 - \text{alíquota}} \quad (4.1)$$

sendo a alíquota de 12%, para consumo de até 500 kWh, e 25%, para consumo acima de 500 kWh.

4.3 Geração a diesel

Uma microcentral a óleo diesel é constituída basicamente por um motor diesel acoplado a um gerador de energia elétrica. Possui a vantagem de ser um sistema bem compacto, ligar rapidamente, ser de fácil operação e apresentar manutenção simples (embora deva ser realizada com considerável frequência). Como desvantagem pode-se citar o fato de ser um sistema ruidoso, com vibração, poluente, instável com relação ao custo do diesel, além de necessitar de transporte freqüente do combustível, um inconveniente para uso em lugares ermos.

A figura 4.1 apresenta a composição típica de uma microcentral movida a motor diesel, utilizando-se de um gerador síncrono convencional.

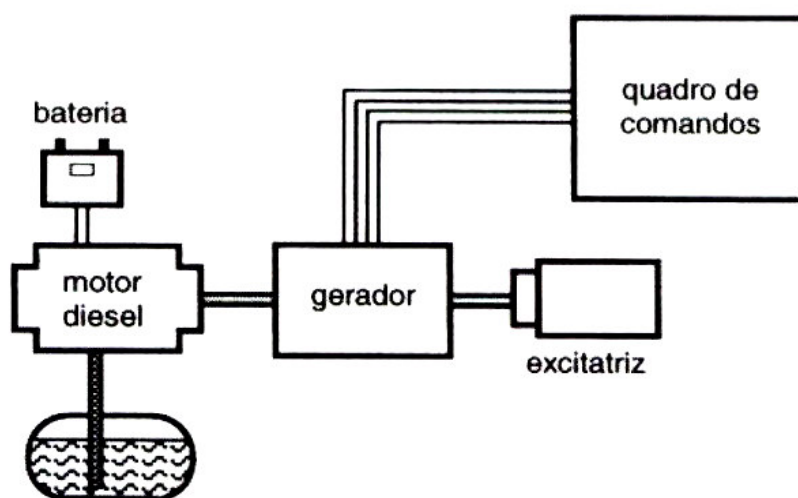


Figura 4.1. Diagrama de uma microcentral a diesel [15].

Os motores diesel consistem num conjunto de peças móveis e fixas que convertem energia química em energia mecânica. Enquadram-se como motores de combustão interna, com queima de combustível no interior do cilindro, provocando a expansão dos gases e impulsionando o pistão no cilindro. Através da biela, transmitem um movimento de rotação à árvore da manivela.

No motor diesel, a combustão é provocada pela elevada temperatura causada pela compressão do ar que chega a atingir de 500 a 600 °C no interior do cilindro. Nesse momento, é injetado o combustível através de um bico injetor, ocorrendo a combustão. O motor diesel possui algumas vantagens sobre os motores de ignição por centelha (gasolina e álcool), como:

- maior vida útil;
- maior rendimento, com redução no consumo de combustível (o maior rendimento é obtido devido às câmaras de combustão do motor diesel serem menores e a taxa de compressão ser mais elevada, podendo atingir 22:1, resultando numa maior conversão de energia calorífica em mecânica e menor perda de calor nessas câmaras).

Três tipos de geradores podem ser acoplados ao motor diesel [5]: gerador síncrono, gerador de indução e gerador CC com inversor CC-CA. Os geradores síncronos são eficientes, duráveis, confiáveis e simples de operar, mas necessitam de um controle rigoroso de velocidade. São construídos com dois, três ou mesmo quatro pares de pólos,

para que funcionem com rotações mais baixas, aumentando a durabilidade. Os geradores de indução não são tão eficientes quanto os geradores síncronos, mas são muito robustos. Devem possuir um sistema de excitação para que possam operar. Os geradores CC são bastante eficientes, mas a necessidade do uso de inversor CC-CA, reduz um pouco essa eficiência e aumenta o custo. Não necessitam de nenhum controle preciso de rotação e podem ser utilizados para carregar um banco de baterias.

Os geradores podem ser fabricados para atender uma grande faixa de frequências e tensões, e podem ser monofásicos e trifásicos. Para utilização em áreas rurais, com cargas pequenas, normalmente são utilizados geradores com potência de até 100 kW, sistemas monofásicos e tensões de 120/240 V.

Os custos da aquisição de grupos geradores diesel variam de acordo com a potência, tensão, número de fases, fabricante, especificações técnicas, aspectos construtivos, etc. A partir de uma série de pesquisas realizadas em catálogos de fabricantes e na Internet, alguns custos médios de equipamentos, bem como os respectivos consumos de combustíveis e lubrificantes, estão citados na tabela 4.3, em função da potência gerada.

Tabela 4.3. Custos e consumos médios de grupos geradores diesel [63].

Potência gerada (kW)	Custo médio do gerador (US\$)	Consumo de combustível (litros/hora)	Consumo de lubrificante (litros/hora)	Custo do combustível (US\$/hora)	Custo do lubrificante (US\$/hora)	Custo da energia gerada (US\$/kWh)
8,4	5.800,00	5,0	0,03	2,68	0,10	0,33
16,8	7.500,00	9,4	0,04	5,03	0,14	0,31
30	10.800,00	10,2	0,04	5,47	0,14	0,19
40	11.250,00	11,6	0,05	6,22	0,17	0,16
62	12.900,00	17,8	0,07	9,54	0,23	0,16
85	15.400,00	25,1	0,07	13,45	0,23	0,16
113	16.250,00	31,0	0,08	16,62	0,27	0,15
134	18.750,00	34,8	0,08	18,65	0,27	0,14

A manutenção anual do grupo gerador diesel pode ser considerada como sendo 20% do custo da aquisição inicial do equipamento [36].

4.4 Conclusões

Este capítulo apresenta algumas informações concernentes à eletrificação rural convencional e geração a diesel, considerando que tais fontes energéticas serão utilizadas para uma análise econômica comparativa com as fontes de energias renováveis apresentadas no capítulo anterior. A eletrificação rural convencional é atualmente incentivada por programas governamentais que visam o desenvolvimento econômico e social de comunidades rurais ou isoladas, mas pode não representar a melhor alternativa econômica de energização, em função do alto custo de expansão das linhas de distribuição e da baixa densidade de carga encontrada nesses locais. A utilização de geração a diesel, por outro lado, está sempre dependente do custo do combustível, além de necessitar de transportes freqüentes para as áreas de utilização. Neste contexto, faz-se necessária a realização de estudos de custo e viabilidade dessas fontes energéticas e das fontes renováveis locais, para que possam ser comparadas e corretamente escolhidas e dimensionadas.

CAPÍTULO 5

ANÁLISE ECONÔMICA DE PROJETOS

5.1 Introdução

A avaliação de custos é um dos mais importantes procedimentos na análise de sistemas energéticos, junto com a avaliação da disponibilidade e qualidade da energia. Esses elementos são essenciais para se definir quais tipos de fontes energéticas devem ser utilizadas para alimentar determinadas cargas. Qualquer alternativa de projeto implica em uma série de custos: equipamento, instalação, operação, manutenção, perdas, e muitos outros. Do ponto de vista privado, a análise de investimento é chamada, em geral, de análise de rentabilidade ou viabilidade econômica do projeto, e tem como avaliação o elemento preço de mercado nos custos e receitas dos projetos de investimento. Do ponto de vista governamental, a análise de investimento é chamada, em geral, de análise custo-benefício ou análise social do projeto, que se preocupa com a relevância do benefício e tem como avaliação o elemento alcance social. Independentemente de quais custos/benefícios sejam considerados no dimensionamento de fontes energéticas, o importante é que todos sejam colocados numa base comum, possibilitando que custos presentes e futuros sejam comparados. Os itens a seguir abordam informações importantes referentes à análise econômica de projetos.

5.2 Análise econômica

Numa análise econômica, os custos podem ser caracterizados de duas formas [5], podendo ser iniciais ou contínuos e fixos ou variáveis. Os custos iniciais são aqueles referentes à aquisição inicial dos equipamentos que compõem a fonte energética, à preparação do local de instalação, às instalações necessárias, etc. Os custos contínuos são aqueles associados com a continuidade do funcionamento da unidade, como combustível,

operação e manutenção, taxas, etc, sendo todos eles periódicos. Os custos fixos são aqueles que não variam em função da quantidade de energia produzida pela fonte, como por exemplo, aluguel de equipamentos, galpões e terrenos, que devem ser pagos independentemente da utilização ou não dos mesmos. Os custos variáveis são aqueles que variam em função da quantidade de energia produzida, como por exemplo, combustível. É interessante ressaltar que tanto os custos iniciais como os custos contínuos podem ser fixos ou variáveis.

Para se comparar alternativas em engenharia econômica, é necessário o conhecimento dos seguintes parâmetros, que levam em consideração o valor temporal do dinheiro:

- Valor Presente (P): quantia equivalente no momento inicial de uma série de pagamentos efetuados ou recebidos;
- Valor futuro (F): quantia equivalente no momento final de uma série de pagamentos efetuados ou recebidos;
- Série uniforme (U): pagamentos constantes ou uniformes, ao longo de “n” períodos de capitalização que, a uma determinada taxa de juros “i”, equivale a um determinado valor presente ou a um determinado valor futuro. É importante observar que uma série uniforme pode começar no instante inicial (período “zero”) ou ao final do primeiro período de capitalização. As equações deduzidas para cada uma dessas situações são diferentes. Neste trabalho considera-se a série uniforme iniciando-se no período zero.

As expressões principais que relacionam esses parâmetros são [21]:

$$F = P (1 + i)^n \quad (5.1)$$

$$F = U \left[\frac{(1 + i)^{2n} - (1 + i)^n}{i(1 + i)^{n-1}} \right] \quad (5.2)$$

$$P = U \left[\frac{(1 + i)^n - 1}{i(1 + i)^{n-1}} \right] \quad (5.3)$$

onde:

i é a taxa de juros (ou taxa de descontos) anual, decimal;

n é o período de tempo considerado, anos.

A dedução dessas expressões pode ser facilmente realizada com a utilização de progressões geométricas e é apresentada em diversos livros de engenharia econômica.

Tomando-se a equação 5.1 e fazendo-se F (valor futuro) igual à unidade, obtém-se o fator de valor presente, dado pela equação 5.4 e figura 5.1, que representa um desconto no valor de custos futuros que ocorre ano após ano. Assim:

$$\text{FVP} = \frac{1}{(1+i)^n} \quad (5.4)$$

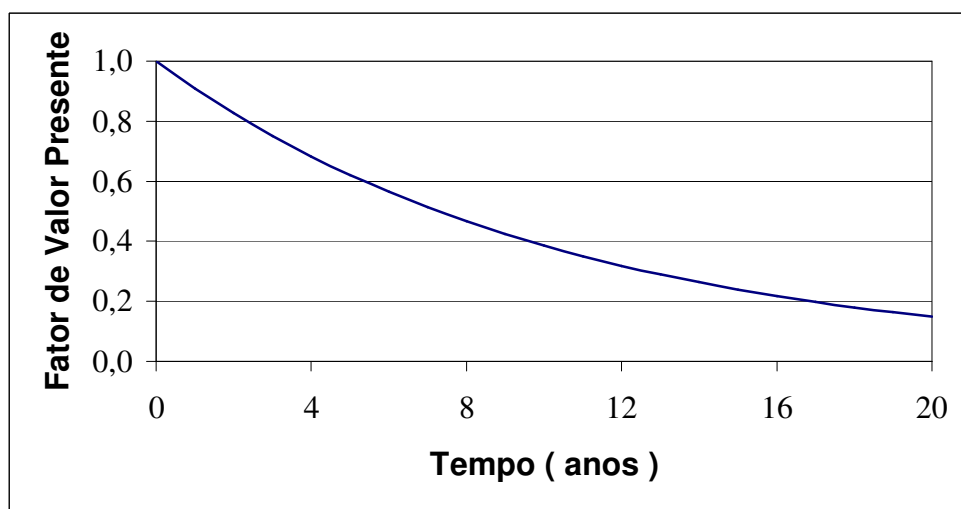


Figura 5.1. Fator de valor presente de uma unidade monetária em função de anos futuros, considerando uma taxa de juros de 10 %.

A taxa de juros “ i ” é, em essência, um elemento de política econômica, que vem orientar os custos de planejamento. Valores elevados dessa taxa podem conduzir a políticas imediatistas, que favorecem as alternativas com custos de investimentos baixos, enquanto que valores baixos, tendem a deixar de refletir a escassez de recursos da economia, favorecendo alternativas de maiores custos de investimento e menores custos operacionais. Face às dificuldades na determinação da taxa de juros única, torna-se conveniente efetuar a análise de alternativas adotando-se uma faixa de variação para esta taxa. A recomendação da ELETROBRÁS, para efeito de estudos de expansão do setor elétrico, é de uma taxa de

juros na faixa de 8 a 12 % ao ano [64]. Esses valores podem ser alterados, conforme o investimento a ser realizado.

5.2.1 Métodos de comparação de alternativas de investimento

Para se comparar diferentes alternativas de investimento, é fundamental que se escolha uma referência comum de tempo. Para os propósitos deste trabalho, as formas mais comuns de comparação de alternativas são o método do valor presente (ou atual) e o método do custo anual equivalente.

O método do valor presente, utilizado para o cálculo de desembolsos e receitas de um determinado investimento, converte todos os valores referidos ao instante inicial, de modo que se possam compará-los. No entanto, esse método não serve para comparar alternativas de durações diferentes. Para compará-las é necessário que a base de tempo seja a mesma. Neste caso, deve-se supor que seja possível refazer um investimento (compra de um equipamento após o final de sua vida útil), buscando igualar o tempo deste com o tempo do outro investimento com o qual se faz a comparação. Um exemplo da utilização do método do valor presente é mostrado na tabela 5.1, para um sistema aerogerador de 500 kW.

Nesta tabela, o custo da turbina eólica foi considerado como sendo de \$ 1.500/ kW, incluindo instalação. A coluna um apresenta os vinte anos de estudo do sistema. A coluna dois apresenta o custo inicial total do aerogerador, ocorrido no ano “um”. A coluna três apresenta os custos de operação e manutenção anuais do sistema. A coluna quatro representa a soma das duas colunas anteriores, e apresenta o custo anual do sistema. A coluna cinco apresenta o fator de valor presente, calculado para cada ano, de acordo com a equação 5.4, sendo $i = 10\%$. A coluna seis mostra o resultado da multiplicação das duas colunas anteriores, e representa o custo anual do sistema convertido a valor presente. A coluna sete mostra a energia anual produzida pelo sistema, considerando, hipoteticamente, um fator de carga igual a 0,293 (bastante alto para a maioria dos aproveitamentos eólicos).

Tabela 5.1. Avaliação econômica de um aerogerador de 500 kW [5].

Ano	Custo da unidade (\$)	Custo de O&M (\$)	Custo anual (\$)	FVP	VP (\$)	Energia (kWh)
1	750.000	5.000	755.000	1,00	755.000	1.287.063
2	0	15.500	15.500	0,91	14.091	1.287.063
3	0	15.500	15.500	0,83	12.810	1.287.063
4	0	15.500	15.500	0,75	11.645	1.287.063
5	0	15.500	15.500	0,68	10.587	1.287.063
6	0	30.000	30.000	0,62	18.628	1.287.063
7	0	15.500	15.500	0,56	8.749	1.287.063
8	0	15.500	15.500	0,51	7.954	1.287.063
9	0	15.500	15.500	0,47	7.231	1.287.063
10	0	15.500	15.500	0,42	6.574	1.287.063
11	0	30.000	30.000	0,39	11.566	1.287.063
12	0	15.500	15.500	0,35	5.433	1.287.063
13	0	15.500	15.500	0,32	4.939	1.287.063
14	0	15.500	15.500	0,29	4.490	1.287.063
15	0	15.500	15.500	0,26	4.082	1.287.063
16	0	30.000	30.000	0,24	7.182	1.287.063
17	0	15.500	15.500	0,22	3.373	1.287.063
18	0	15.500	15.500	0,20	3.067	1.287.063
19	0	15.500	15.500	0,18	2.788	1.287.063
20	0	15.500	15.500	0,16	2.534	1.287.063
Total:					902.721	

O método do custo anual equivalente ou, simplesmente, custo equivalente, consiste em transformar uma seqüência de desembolsos e receitas de um determinado projeto em uma série uniforme. Fazendo-se o mesmo para todos os demais projetos, pode-se então compará-los e escolher aquele que apresenta maior receita ou menor custo. Uma das vantagens da comparação de projetos pelo método do custo equivalente é o de poder comparar alternativas com durações diferentes.

O custo anual equivalente da energia gerada por uma fonte renovável é obtido somando-se o custo anual equivalente do sistema e os custos anuais de operação e manutenção do mesmo [9]. Assim:

$$C = \left[\frac{i(1+i)^{n-1}}{(1+i)^n - 1} \right] \left[\frac{D}{8760 FC} \right] + [O \& M] \quad (5.5)$$

onde:

C é o custo anual equivalente da energia, \$ / kWh;

D é o custo do equipamento instalado, \$ / kW;

O&M é o custo de operação e manutenção do sistema, \$ / kWh;

FC é o fator de carga anual (definido na equação 2.1), adimensional.

Essa equação é obtida a partir da equação 5.3. Esse método não permite estabelecer valores diferenciados dos custos anuais de operação e manutenção e nem tampouco incluir custos referentes a seguros e outras taxas cobradas em períodos não anuais. Para esses casos, deve-se utilizar o método do valor presente apresentado na tabela 5.1, que permite que os dados de entrada sejam não uniformes, conforme mostrado na coluna três da referida tabela.

As duas formas de comparação de alternativas (valor presente ou custo anual equivalente) são muito parecidas. A vantagem de uma em relação à outra depende muito do problema analisado. Observa-se que usando o método do custo anual equivalente em alternativas de tempos diferentes, obtém-se diretamente qual alternativa é mais viável. Por outro lado, a comparação de alternativas compostas por séries de desembolsos e receitas não uniformes é mais fácil pelo método do valor presente. De qualquer modo, os resultados obtidos em um dos métodos pode ser convertido para o outro método a partir das equações 5.1 a 5.3. Assim, tomando-se a tabela 5.1, o custo total do sistema apresentado na coluna seis (\$ 902.721,00) pode ser convertido a custo anual equivalente, utilizando-se a equação 5.3. O valor obtido (\$ 96.393,88) dividido pela energia consumida anualmente (1.287.063 kWh), resulta em \$ 0,0749 / kWh, que é o custo por unidade de energia produzida.

Para se comparar dois investimentos utilizando os métodos estudados, apresenta-se o exemplo a seguir. Supondo uma usina hidrelétrica (UHE) e uma usina termelétrica (UTE), deseja-se avaliar a partir de qual taxa de juros anual a UTE passa a fornecer uma energia mais barata que a UHE, considerando que o investimento e a manutenção da UHE são, respectivamente, 1.500 \$/kW e 10 \$/MWh, e o investimento, a manutenção e o combustível da UTE são, respectivamente, 300 \$/kW, 5 \$/MWh e 40 \$/MWh. O fator de carga é 0,65 e a vida útil das usinas é de 31 anos. Utilizando-se a equação 5.5, tem-se:

$$C(\text{UHE}) = \left[\frac{i(1+i)^{30}}{(1+i)^{31} - 1} \right] \left[\frac{1500}{8760 \times 0,65} \right] + 0,01 \quad e$$

$$C(\text{UTE}) = \left[\frac{i(1+i)^{30}}{(1+i)^{31} - 1} \right] \left[\frac{300}{8760 \times 0,65} \right] + 0,005 + 0,04$$

O comportamento dos juros em relação aos custos totais é apresentado pelo gráfico da figura 5.2.

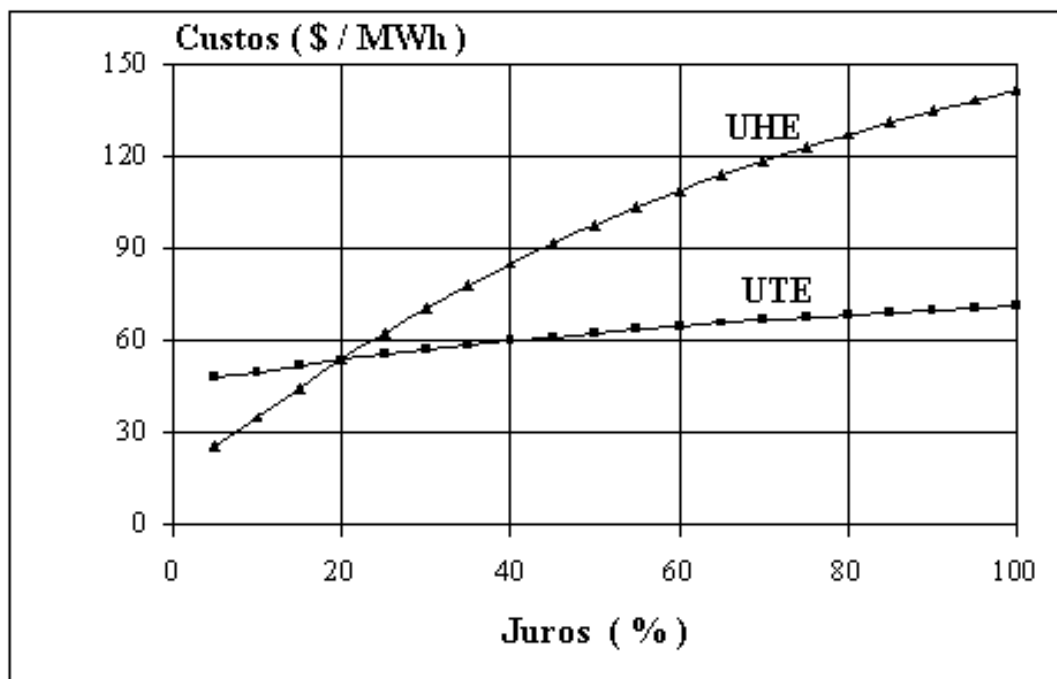


Figura 5.2. Comparação de custos da UHE e UTE para diferentes taxas de juros.

Do gráfico da figura 5.2 pode-se notar que, a partir de uma taxa de juros anual de 20%, considerando os dados deste problema, a UTE torna-se mais barata que a UHE.

5.3 Conclusões

Este capítulo apresenta as ferramentas necessárias para a realização de uma análise econômica consistente de projetos de energização. É discutido o método do valor presente, onde os vários custos associados aos projetos, quer sejam custos iniciais ou contínuos, fixos ou variáveis, são convertidos a valor presente, possibilitando comparações econômicas em base atual. Outro método apresentado é o do custo anual equivalente, onde todos os custos dos projetos são anualizados. Os dois métodos, ou quaisquer outros que coloquem valores presentes e futuros em bases comparáveis, podem ser utilizados para uma análise econômica comparativa, podendo-se incorporar, inclusive, variações dinâmicas dos parâmetros econômicos ao longo do período de análise.

CAPÍTULO 6

DIMENSIONAMENTO DE SISTEMAS INTEGRADOS DE ENERGIA

6.1 Introdução

Sistemas integrados de energia são normalmente caracterizados pela utilização conjunta e otimizada dos recursos energéticos renováveis disponíveis em determinada localidade, tipicamente áreas remotas ou rurais.

Áreas remotas de países em desenvolvimento, onde os sistemas de energias renováveis poderiam ser de grande impacto no desenvolvimento local, em sua maioria não possuem dados das disponibilidades dos recursos existentes [20]. Frequentemente, o dimensionamento tem de ser realizado a partir de estimativas feitas dos recursos naturais disponíveis, baseados em dados de regiões similares ou próximas. Instrumentos podem ser disponibilizados no local para se obter informações referentes ao vento e radiação solar, para um curto período de tempo, mas estas podem não representar estatisticamente os dados que são necessários para o dimensionamento do sistema.

Vários trabalhos têm sido desenvolvidos visando o dimensionamento de sistemas de energias renováveis (isoladas ou integradas). Dimensionamento de sistemas energéticos híbridos (solar e eólico), com ênfase no custo e/ou performance do sistema, são apresentados em [65, 66 e 67]. Estudos de sistemas integrados, onde diferentes fontes energéticas são combinadas, são encontrados em [68, 69, 70, 71 e 72]. Modelos de otimização de sistemas utilizando programação linear são propostos em [8, 73, 74 e 75]. Cálculos probabilísticos envolvendo a probabilidade de perda de fornecimento de energia à carga (ou, do inglês, loss of power supply probability – LPSP), são utilizados em [29, 76, 77 e 78], como uma medida da confiabilidade do suprimento de energia.

Este capítulo destaca algumas considerações e metodologias (determinística e probabilística) utilizadas para o dimensionamento de sistemas integrados de energia. Por fim, apresenta o desenvolvimento de um modelo de dimensionamento otimizado, baseado

em técnicas de simulação e programação linear, contemplando não só as energias renováveis, mas também, para fins de comparação de custos, a eletrificação rural convencional e a geração a diesel.

6.2 Considerações gerais sobre dimensionamento

Os dados disponíveis dos recursos naturais a serem utilizados para produção de energia são os elementos mais importantes no estudo da utilização desses recursos.

Os estudos baseados em dados médios anuais são usualmente utilizados para verificação da viabilidade local de implantação de um projeto, quando a comparação de muitos possíveis locais deve ser feita rapidamente e a partir de poucos dados disponíveis. Poderia ser considerado como um estudo simples e preliminar de viabilidade.

Os estudos baseados em análises estatísticas devem utilizar uma representação da distribuição da disponibilidade da fonte de recursos a ser utilizada. Os detalhes requeridos para modelar essa distribuição variam dependendo do tipo de fonte utilizada.

Os estudos baseados em simulação cronológica são os que fornecem melhores resultados em termos de precisão na avaliação do desempenho e das características operacionais da fonte de energia. Por outro lado, exigem uma quantidade muito maior de dados disponíveis, além de maior consumo de tempo e recursos no processamento computacional. Na simulação, os pontos de análise não são tratados como pontos independentes numa distribuição estatística. Na realidade, embora a análise seja feita, por exemplo, com as mesmas 8760 horas anuais, o que ocorre agora é que cada hora é analisada no contexto de sua correlação com as demais horas (adjacentes).

Um exemplo de simulação, hora a hora, de um sistema fotovoltaico, utilizando dados históricos é apresentado na tabela 6.1. Os dados horários de radiação solar, obtidos de um ou mais anos, são utilizados como base desta simulação. O exemplo apresenta 24 horas de dados simulados (retirados de um total de 8760 horas anuais), onde são utilizados os seguintes equipamentos: módulos fotovoltaicos fixos com potência de 15 kW, banco de baterias com capacidade de armazenamento de 50 kWh, ambos acoplados a um inversor CC-CA de 25 kW [5].

As primeiras três colunas da tabela 6.1 fornecem o mês, o dia e a hora da simulação. A coluna quatro fornece a energia demandada pela carga (em kWh). A coluna cinco fornece a radiação solar global (em kWh) incidente no módulo. A coluna seis

fornece a eficiência de conversão do módulo fotovoltaico, com ajustes que levam em consideração a inclinação do módulo em relação aos raios solares, a eficiência de conversão CC-CA, etc. A coluna sete representa o produto das colunas cinco e seis e fornece a energia líquida fornecida pelo módulo fotovoltaico (kWh). A coluna oito representa a diferença entre as colunas sete e quatro e fornece o saldo de energia (kWh) produzida para aquela hora (valores positivos indicam que a produção de energia é maior que o consumo, e o excedente é armazenado na bateria; valores negativos indicam que a energia produzida no módulo é insuficiente para atender a carga e portanto a diferença é retirada das baterias). A coluna nove fornece a quantidade total de energia armazenada no final de cada hora. A coluna dez indica se houve déficit de fornecimento de energia à carga. O déficit ocorre quando o valor da energia armazenada na bateria mais a energia produzida pelo módulo menos a energia demandada pela carga for negativo.

Tabela 6.1. Exemplo de simulação horária de geração fotovoltaica.

Data			Carga (kWh)	Módulo PV			Baterias		Déficit (?)
Mês	Dia	Hora		Rad (kWh)	Ef (%)	En (kWh)	Saldo (kWh)	Armaz (kWh)	
2	8	13	5,43	90,92	12	10,91	5,48	29,00	Não
2	8	14	4,62	89,64	12	10,75	6,13	35,13	Não
2	8	15	1,30	81,73	10	8,17	6,87	42,00	Não
2	8	16	1,38	77,50	10	7,75	6,37	48,37	Não
2	8	17	3,96	63,00	8	5,04	1,08	49,45	Não
2	8	18	5,85	9,50	6	0,57	-5,28	44,17	Não
2	8	19	6,12	0,00	0	0,00	-6,12	38,05	Não
2	8	20	4,89	0,00	0	0,00	-4,89	33,16	Não
2	8	21	5,19	0,00	0	0,00	-5,19	27,97	Não
2	8	22	3,28	0,00	0	0,00	-3,28	24,69	Não
2	8	23	2,17	0,00	0	0,00	-2,17	22,52	Não
2	8	24	1,91	0,00	0	0,00	-1,91	20,61	Não
2	9	1	1,71	0,00	0	0,00	-1,71	18,90	Não
2	9	2	1,60	0,00	0	0,00	-1,60	17,30	Não
2	9	3	1,25	0,00	0	0,00	-1,25	16,05	Não
2	9	4	1,28	0,00	0	0,00	-1,28	14,77	Não
2	9	5	1,92	0,00	0	0,00	-1,92	12,85	Não
2	9	6	2,64	0,00	0	0,00	-2,64	10,21	Não
2	9	7	4,86	10,00	6	0,60	-4,26	5,95	Não
2	9	8	7,72	28,44	8	2,28	-5,44	0,51	Sim
2	9	9	7,64	36,10	10	3,61	-4,03	0,00	Sim
2	9	10	6,35	41,83	11	4,60	-1,75	0,00	Sim
2	9	11	4,55	48,33	12	5,80	1,25	1,25	Não
2	9	12	4,00	62,50	12	7,50	3,50	4,75	Não

Pode-se perceber na tabela 6.1 que em alguns momentos houve déficit de fornecimento de energia. Existem duas possibilidades para se resolver esse problema. A primeira é aumentar a quantidade de módulos fotovoltaicos, resultando em um aumento de energia disponível à carga e permitindo uma recarga mais rápida das baterias. A segunda possibilidade é aumentar a capacidade das baterias, resultando numa quantidade de energia armazenada maior. Ambas as possibilidades possuem limitações e restrições, e uma análise mais aprofundada deverá ser feita para o correto dimensionamento do sistema, tanto do ponto de vista econômico, quanto do ponto de vista da confiabilidade no fornecimento de energia à carga.

6.3 Dimensionamento baseado em método determinístico

O projeto de um sistema integrado deve buscar uma união coerente entre as fontes energéticas disponíveis e as cargas a serem supridas por essas fontes, evitando-se conversões energéticas desnecessárias. Portanto, o objetivo do projeto será encontrar as quantidades das várias fontes energéticas requeridas para suprir as cargas, num determinado período de tempo (um ano, por exemplo), de modo a minimizar o custo total dos dispositivos de conversão utilizados (custo de capital, operação e manutenção).

Para que se possa estudar o modelo de dimensionamento determinístico, visando minimização de custos, foram apresentados alguns parâmetros associados às fontes energéticas e dispositivos de conversão [8]:

x_1 - volume de água, m^3 por ano;

x_2 - área do módulo fotovoltaico, m^2 ;

x_3 - área do coletor solar plano (para aquecimento de água), m^2 ;

x_4 - área de varredura da turbina eólica, m^2 ;

x_5 - volume total de biogás, m^3 por ano.

Cada uma das fontes listadas pode ser utilizada para suprir mais de um tipo de carga. Assim, x_{ij} representará a parte de x_i utilizada (ou requerida) para atender a carga j -ésima. Portanto:

$$x_i = \sum_j x_{ij} \quad (6.1)$$

A energia equivalente (E) das várias fontes é calculada utilizando-se um conjunto de fatores denotados por R_i . Assim,

$$\begin{aligned} E_i &= R_i x_i \quad e \\ E_{ij} &= R_i x_{ij} \end{aligned} \quad (6.2)$$

Os fatores R_i utilizados na formulação do problema são os seguintes:

R_1 - energia potencial da água, kWh /m³;

R_2 - energia elétrica anual produzida pelo módulo fotovoltaico, kWh /m²;

R_3 - energia térmica anual produzida pelo coletor solar, kWh /m²;

R_4 - energia elétrica anual produzida pela turbina eólica, kWh /m²;

R_5 - energia térmica equivalente do biogás, kWh /m³.

Em particular,

$$R_1 = \frac{gh}{3600} \quad \text{kWh/ m}^3 \quad (6.3)$$

$$R_2 = \eta_s \sum_{a=1}^{8760} S_a \quad \text{kWh/ m}^2 \text{ ano} \quad (6.4)$$

$$R_3 = \frac{365}{1000} Fr \Delta t [S - U_L (T_{mp} - T_A)] \quad \text{kWh/ m}^2 \text{ ano (obtido da equação 3.13)} \quad (6.5)$$

$$R_4 = \frac{1}{2} \frac{C_p \rho}{1000} \frac{8760 V^3}{1000} \quad \text{kWh/ m}^2 \text{ ano (obtido da equação 3.26)} \quad (6.6)$$

$$R_5 = 5,815 \quad \text{kWh/ m}^3$$

onde:

g é a constante de aceleração gravitacional, (~9,81 m/s²);

h é a altura aproveitável da queda d'água, m;

η_s é a eficiência média do módulo fotovoltaico, decimal;

S_a é a radiação solar incidente global para a a-ésima hora, kWh /m².

A formulação do problema envolve a determinação da função custo total anual, que deverá ser minimizada, e as equações de restrições associadas às fontes de energia e às cargas a serem supridas.

Supondo que a i -ésima fonte de energia seja utilizada para suprir, parcial ou totalmente, a energia necessária à j -ésima carga, o custo C_{ij} , expresso em \$ por ano, da combinação fonte-carga, pode ser expresso como:

$$C_{ij} = \frac{T_{ij} D_{ij} E_{ij}}{8760 k_{ij}} \quad e \quad (6.7)$$

$$T_{ij} = \left(\frac{i_a (1 + i_a)^{n_{ij}-1}}{(1 + i_a)^{n_{ij}} - 1} + m_{ij} \right) \quad (6.8)$$

onde:

i_a é taxa anual de juros, decimal;

n_{ij} é a vida útil do equipamento envolvido na combinação fonte-carga, anos;

m_{ij} é a fração do custo do equipamento necessário para sua operação e manutenção anual, decimal;

D_{ij} é o custo do equipamento, \$ / kW;

k_{ij} é o fator de carga da combinação fonte-carga, decimal.

Considerando-se o número de fontes de energia (M), e o número de cargas (N), o custo total (C), em \$ por ano, torna-se $C = \sum_{i=1}^M \sum_{j=1}^N C_{ij}$ (6.9)

Na equação acima, alguns termos do duplo somatório podem ser desconsiderados, uma vez que as combinações fonte-carga são usualmente pré-selecionadas, baseadas em diversas considerações técnico-econômicas.

Combinando as equações (6.2), (6.7) e (6.9) e considerando $E_{ij} = R_i x_{ij}$, o custo total anual para satisfazer todas as necessidades energéticas torna-se:

$$C = \sum_{i=1}^M R_i \left(\sum_{j=1}^N \alpha_{ij} x_{ij} \right) \quad (6.10)$$

$$\text{onde } \alpha_{ij} = \frac{T_{ij} D_{ij}}{8760 k_{ij}}, \quad \$ / \text{kWh} \quad (6.11)$$

A função objetivo será, portanto, minimizar C , sujeito a um conjunto de restrições, conforme discriminado a seguir:

1. A soma das energias fornecidas pelas M fontes para a j -ésima carga deverá ser igual à energia total U_j requerida pela j -ésima carga. Ou seja:

$$U_j = \sum_{i=1}^M R_i \eta_{ij} x_{ij}, \quad j = 1, 2, \dots, N \quad (6.12)$$

onde η_{ij} é a eficiência no aproveitamento da i -ésima fonte energética pela j -ésima carga.

2. A quantidade total de energia de uma determinada fonte, utilizada para suprir várias cargas, deverá ser menor ou igual à máxima quantidade disponível. Para a i -ésima fonte, se $E_{i \text{ disp}}$ representa sua quantidade máxima disponível, então:

$$E_{i \text{ disp}} \geq \sum_{j=1}^N R_i x_{ij} \quad (6.13)$$

Considerando que $E_{i \text{ disp}} = R_i x_{i \text{ disp}}$, a equação 6.13 pode ser reescrita como:

$$x_{i \text{ disp}} \geq \sum_{j=1}^N x_{ij}, \quad i = 1, 2, \dots, M' \quad (M' \leq M) \quad (6.14)$$

onde M' é o número de fontes que apresentam limite máximo de disponibilidade.

A faixa de valores de i na equação 6.14 considera a possibilidade de que, para algumas fontes de energia, pode não haver limite superior para x_i .

3. Todos os valores de x_{ij} devem ser não negativos, ou seja:

$$x_{ij} \geq 0 \quad \text{para } i = 1, 2, \dots, M \quad (6.15)$$

$$j = 1, 2, \dots, N$$

4. Para a i -ésima fonte de energia, se P_{ij} é a máxima potência (kW) requerida para suprir a j -ésima carga, então a máxima potência esperada da i -ésima fonte, P_i , é:

$$P_i = \frac{1}{d_i} \sum_{j=1}^N P_{ij}, \quad i = 1, 2, \dots, M \quad (6.16)$$

onde d_i é o fator de diversidade para as cargas atendidas pela i -ésima fonte.

$$d_i = \frac{\text{soma das máximas demandas}}{\text{demanda total}} \geq 1 \quad (6.17)$$

Se a energia total anual proveniente da i -ésima fonte para todas as cargas for E_i , e se k_i é o fator de carga efetivo (da fonte i), então a potência disponível pela i -ésima fonte,

$$P_{di}, \text{ em kW, pode ser expressa como: } P_{di} = \frac{E_i}{8760 k_i}, \quad i = 1, 2, \dots, M \quad (6.18)$$

$$\text{A restrição de potência deve ser } P_i \leq P_{di}, \quad i = 1, 2, \dots, M \quad (6.19)$$

Além disso,

$$E_i = \sum_{j=1}^N E_{ij} = R_i \sum_{j=1}^N x_{ij} \quad (6.20)$$

$$P_{ij} = \frac{E_{ij}}{8760 k_{ij}} = \frac{R_i x_{ij}}{8760 k_{ij}} \quad (6.21)$$

Portanto, combinando as equações 6.16, 6.18, 6.19, 6.20 e 6.21, a restrição de potência torna-se:

$$\frac{1}{k_i} \sum_{j=1}^N x_{ij} - \frac{1}{d_i} \sum_{j=1}^N \frac{x_{ij}}{k_{ij}} \geq 0, \quad i=1, 2, \dots, M \quad (6.22)$$

A determinação de k_{ij} representa um problema peculiar. Baseado em sua definição e significado físico, pode-se escrever:

$$k_{ij} = \frac{E_{ij}}{8760 P_{ij}} \quad (6.23)$$

Na equação 6.23, E_{ij} e P_{ij} não são conhecidas a priori. No entanto, a energia total requerida, U_j , e a máxima potência requerida, P_{oj} , pela j -ésima carga, devem ser conhecidas ou estimadas antecipadamente. Verificando que a energia e a potência máxima requeridas pela j -ésima carga independem da fonte de energia utilizada, k_{ij} pode ser calculado como:

$$k_{ij} = \frac{U_j}{8760 P_{oj}} \quad (6.24)$$

O problema torna-se, portanto, um problema de otimização, expressado como:

Minimizar a função custo anual, C , onde:

$$C = \sum_{i=1}^M R_i \left(\sum_{j=1}^N \alpha_{ij} x_{ij} \right)$$

sujeito às seguintes restrições:

$$x_{ij} \geq 0 \text{ para todo } i \text{ e } j$$

$$U_j = \sum_{i=1}^M R_i \eta_{ij} x_{ij}, \quad j = 1, 2, \dots, N$$

$$x_{i \text{ disp}} \geq \sum_{j=1}^N x_{ij}, \quad i = 1, 2, \dots, M' \quad (M' \leq M)$$

$$\frac{1}{k_i} \sum_{j=1}^N x_{ij} - \frac{1}{d_i} \sum_{j=1}^N \frac{x_{ij}}{k_{ij}} \geq 0, \quad i = 1, 2, \dots, M$$

Considerando que a função objetivo e todas as restrições são lineares, trata-se de um problema de programação linear, que pode ser resolvido pelo método Simplex.

O procedimento apresentado para a formulação do problema considera um balanço energético entre fontes e cargas, ao longo do período de um ano, supondo-se conhecidos os comportamentos das fontes e das cargas. Sabe-se que o comportamento de algumas fontes energéticas, como a energia proveniente do biogás e a energia potencial da água, pode ser razoavelmente previsto, em períodos sazonais. Com relação à energia proveniente de geradores eólicos e módulos fotovoltaicos, necessita-se levar em consideração o comportamento estocástico do vento e da radiação solar na superfície, o que resulta num modelo mais complexo para dimensionamento, além da inclusão de um sistema de armazenamento energético. A seguir será apresentada uma metodologia para dimensionamento de sistemas onde se considera o comportamento estocástico dessas fontes.

6.4 Dimensionamento baseado em método probabilístico

Para discutir essa metodologia, será considerado um sistema energético simples, composto por módulos fotovoltaicos (PV) e um banco de baterias, utilizado para armazenamento do excedente energético a ser utilizado nos momentos em que a energia fornecida pelo módulo for menor que a solicitada pela carga. Esse procedimento de cálculo pode ser adaptado para outras fontes energéticas, consideradas as devidas especificidades.

Neste modelo, a função custo a ser minimizada será [76]:

$$C_c = \alpha P_s + \beta W_B + C_o \quad (6.25)$$

onde:

C_c é o custo de capital do sistema, \$;

α é o custo unitário da potência instalada do sistema fotovoltaico, \$/ kW;

P_s é a potência instalada do sistema, kW;

β é o custo combinado do sistema de armazenamento, \$ /kWh;

W_B é a capacidade instalada do sistema de armazenamento, kWh;

C_o é o custo fixo total, incluindo projeto, instalação e outros, \$.

A razão para se utilizar o custo combinado do sistema de armazenamento, é devido ao fato de que as baterias requerem substituições ao longo da vida útil do sistema fotovoltaico. O custo combinado representa, então, o valor presente da aquisição inicial e trocas subsequentes da bateria.

O dimensionamento do número ótimo de módulos fotovoltaicos e baterias está baseado no conceito de probabilidade de perda de fornecimento de energia à carga (LPSP) e em fatores econômicos do sistema.

Um valor da LPSP igual a zero significa que a demanda do consumidor será sempre satisfeita, enquanto que um valor igual a um, implica que a mesma nunca será satisfeita.

A demanda do consumidor não será satisfeita quando a energia gerada pelo módulo fotovoltaico, acrescida da energia armazenada na bateria, não for suficiente para atender o sistema. A energia é armazenada na bateria quando existe sobra de produção gerada pelo módulo fotovoltaico. Quando a geração é insuficiente, a energia necessária é retirada da bateria.

Uma variável de decisão do sistema, para o controle da carga e descarga da bateria, é conhecida como “estado de carga” da bateria (B). Quando o estado de carga da bateria atinge seu valor máximo, B_{max} , o sistema de controle interfere e interrompe o processo de carregamento. Por outro lado, se o estado de carga atinge seu valor mínimo, B_{min} , o sistema de controle desconecta as cargas do sistema. Esse procedimento é muito importante para se evitar a deterioração da bateria, ou até mesmo sua destruição. O estado de carga da bateria, em qualquer tempo t , depende do estado de carga no momento anterior ($t - 1$), e do comportamento da energia gerada e utilizada nesse intervalo de tempo.

O estudo do sistema durante um período T pode ser realizado por meio do estado de carga como função do tempo (figura 6.1).

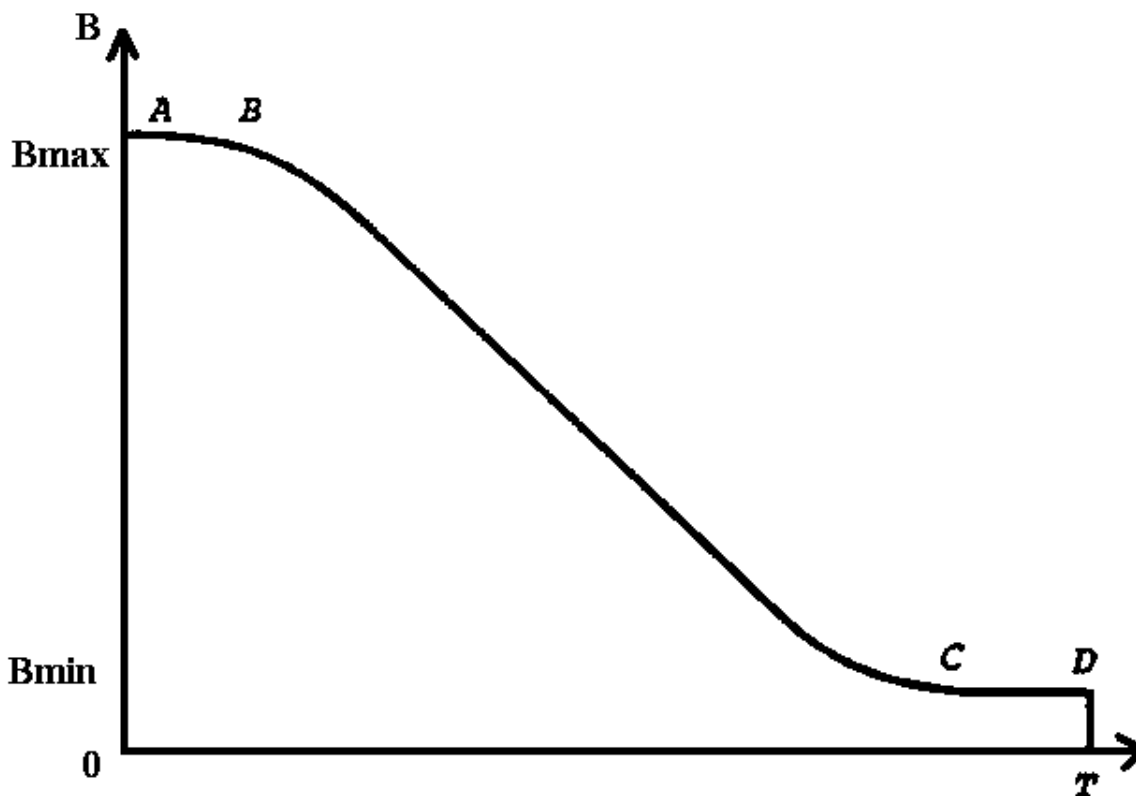


Figura 6.1. O “estado de carga” da bateria em função do tempo.

Um certo ponto nessa curva mostra o período de tempo no qual o estado de carga da bateria é maior ou igual a um certo nível de carga. A linha A-B descreve o tempo acumulado durante o qual o estado da carga atingiu seu valor máximo permitido (B_{max}). Durante esse período de tempo, o estado de carga é constante devido à intervenção do sistema de controle, para evitar sobrecarga. A linha C-D descreve o tempo no qual o estado de carga alcançou o mínimo valor permitido (B_{min}). Esse nível é também mantido constante pelo sistema de controle, caso contrário, a bateria seria completamente descarregada, e o estado de carga chegaria a zero. Esse intervalo de tempo C-D representa o período no qual o sistema não consegue atender a demanda do consumidor.

Uma normalização do eixo do tempo na figura 6.1 com relação a T (período em estudo) e uma permuta entre os eixos x-y, resulta na função de distribuição complementar do estado de carga, $F(B)$, como mostrado na figura 6.2.

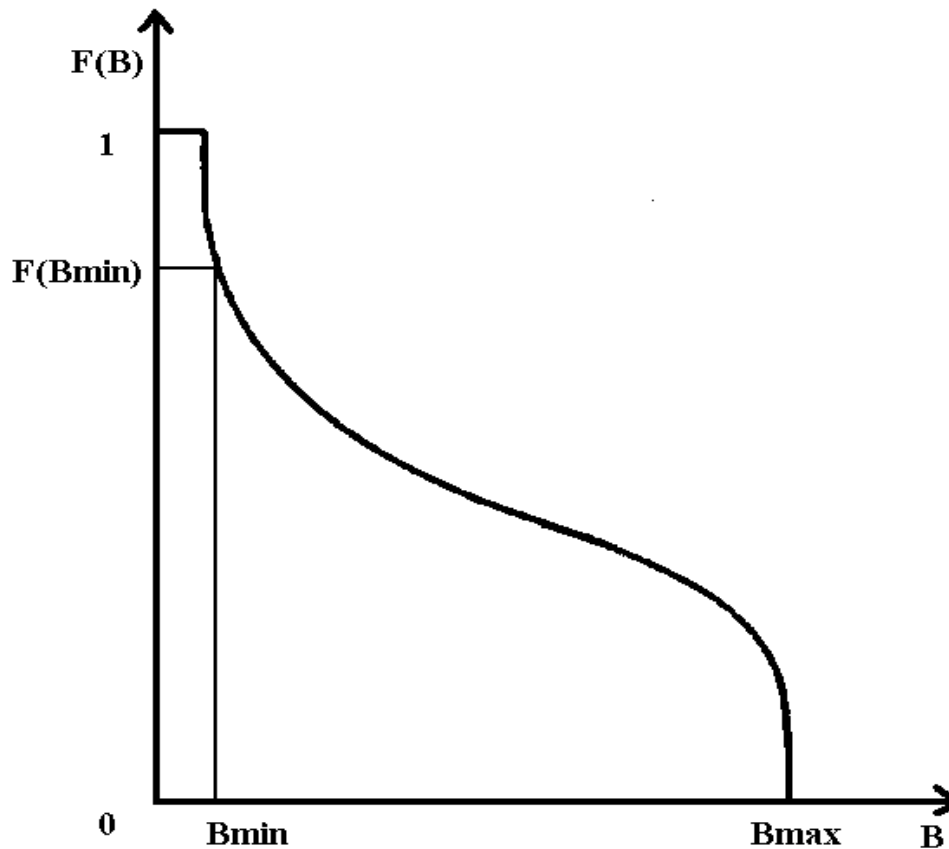


Figura 6.2. Função de distribuição complementar.

Analisando-se o gráfico da figura 6.2, verifica-se que $F(B_{\min})$ representa a probabilidade do estado de carga ser igual ou maior que B_{\min} . Desse modo, a probabilidade complementar, $1-F(B_{\min})$, indica o período (normalizado) em que a demanda não foi atendida, ou seja, indica a “probabilidade de perda de fornecimento de energia à carga” (LPSP). Assim:

$$\begin{aligned} \text{LPSP} &= \Pr\{B(t) \leq B_{\min}; \text{ para } t \leq T\} \quad \text{ou} \\ \text{LPSP} &= 1 - F(B_{\min}) \end{aligned} \quad (6.26)$$

Isto é, a LPSP representa a probabilidade do estado de carga na bateria ser menor ou igual ao estado mínimo permitido, B_{\min} , ou, de modo semelhante, pode-se também expressá-la como sendo o número acumulado de horas por ano no qual a demanda não foi atendida. Esse número é utilizado para definir a confiabilidade do sistema, e ajudar a encontrar a solução ótima para o problema do dimensionamento a custo mínimo.

Para o cálculo da LPSP, dois casos podem ser considerados para expressar a energia armazenada na bateria durante a hora t [29]:

1. Se a energia gerada exceder a energia demandada pela carga, a bateria será carregada. Assim:

$$E_B(t) = E_B(t-1) + \left(E_G(t) - \frac{E_L(t)}{\eta_{inv}} \right) \eta_{bat} \quad (6.27)$$

onde:

$E_B(t)$ é a energia armazenada na bateria durante a hora t , kWh;

$E_B(t-1)$ é a energia armazenada na bateria durante a hora $t-1$, kWh;

$E_G(t)$ é a energia gerada durante a hora t (pode ser obtida através das equações 3.20 e 3.37), kWh;

$E_L(t)$ é a energia demandada pela carga durante a hora t , kWh;

η_{inv} é a eficiência do inversor CC-CA, adimensional;

η_{bat} é a eficiência das baterias, adimensional.

2. Se a energia demandada pela carga for maior que a energia gerada disponível, a bateria será descarregada na quantidade necessária para suprir as necessidades. Assim:

$$E_B(t) = E_B(t-1) - \left(\frac{E_L(t)}{\eta_{inv}} - E_G(t) \right) \quad (6.28)$$

A energia armazenada na bateria, durante a hora t , está sujeita à seguinte restrição:

$$E_{Bmin} \leq E_B(t) \leq E_{Bmax} \quad (6.29)$$

onde E_{Bmin} e E_{Bmax} são, respectivamente, os níveis mínimo e máximo de energia permitidos na bateria, kWh. Como já citado anteriormente, esse procedimento protege a bateria contra danos, e aumenta a vida útil das mesmas.

Quando a energia gerada disponível e armazenada na bateria for insuficiente para satisfazer a energia demandada pela carga, o déficit chamado “perda de fornecimento de energia à carga”, ou, do inglês, “Loss of Power Supply” (LPS), pode ser expresso como:

$$LPS(t) = E_L(t) - (E_G(t) + E_B(t-1) - E_{Bmin}) \eta_{inv} \quad (6.30)$$

A probabilidade de perda de fornecimento de energia à carga, para um considerado período de tempo T , é a razão entre todos os valores de $LPS(t)$ para aquele período e a soma da energia demandada pela carga, ou seja:

$$LPSP = \frac{\sum_{t=1}^T LPS(t)}{\sum_{t=1}^T E_L(t)} \quad (6.31)$$

A determinação da LPSP e os custos de instalação do sistema podem ser analisados para várias alternativas, incluindo todas as possíveis combinações de potência fornecida pelos módulos fotovoltaicos (P_S) com as capacidades de carga das baterias (W_B), dentro do seguinte intervalo [76]:

$$\begin{aligned} W_{Bmin} \leq W_B \leq W_{Bmax} \quad e \\ P_{Smin} \leq P_S \leq P_{Smax} \end{aligned} \quad (6.32)$$

O número de combinações dessas variáveis é finito, pois as mesmas não são contínuas e assumem valores bem definidos. O incremento na potência instalada do módulo fotovoltaico, ΔP_S , é devido à adição de um outro módulo. De maneira similar, um incremento na capacidade instalada das baterias, ΔW_B , é devido à adição de uma outra bateria ao sistema.

Estudando as várias alternativas possíveis, a curva que mostra a LPSP como uma função da potência instalada do módulo fotovoltaico, P_S , é mostrada na figura 6.3, onde a capacidade instalada das baterias é um parâmetro. Como exemplo, pode-se assumir que ΔP_S tende a zero, então uma curva contínua é obtida. Na prática, a curva é obtida de pequenos intervalos, cujos incrementos ocorrem de acordo com os valores de ΔP_S .

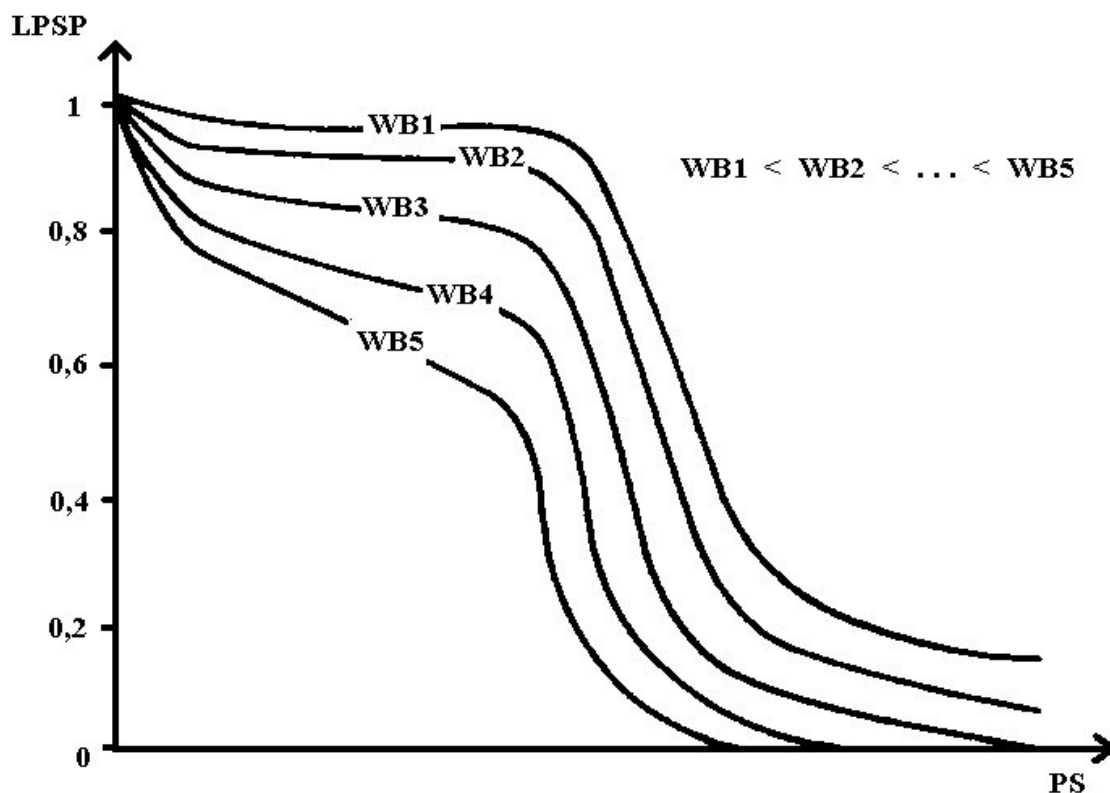


Figura 6.3. LPSP em função da potência dos módulos fotovoltaicos (P_S) e da capacidade das baterias (W_B) [76].

Como pode ser observado na figura 6.3, um mesmo valor de LPSP pode ser obtido por diversas alternativas, as quais asseguram a mesma probabilidade de perda de fornecimento de energia às cargas. A solução ótima está naquela que considera o menor custo do sistema, conforme definido na equação 6.25.

Pode-se notar que o valor da LPSP pode se aproximar de zero. Isso significa que o fornecimento de energia ao consumidor é assegurado ao longo do ano, sem interrupções. Isso pode ser feito a partir da escolha dos módulos fotovoltaicos e baterias em dimensões suficientes para evitar perdas no fornecimento. Como existem várias alternativas para se atingir esse objetivo, é importante verificar qual seria a alternativa ótima (melhor combinação módulo-bateria), do ponto de vista econômico. Fazendo-se ΔP_S e ΔW_B tender a zero, ou seja, considerando-se as variáveis P_S e W_B contínuas, pode-se desenvolver curvas de mesma LPSP, a partir da combinação de vários valores de P_S e W_B , conforme mostrado na figura 6.4.

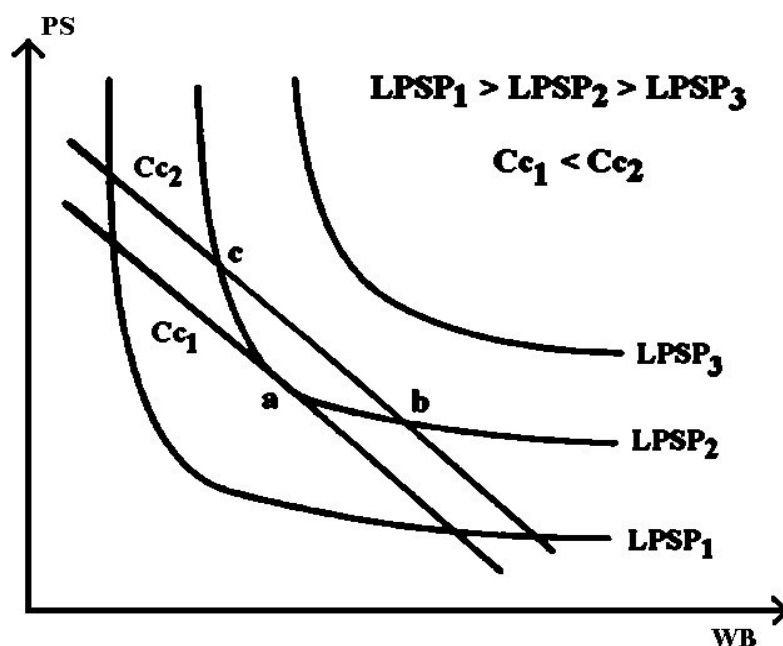


Figura 6.4. Método gráfico para obtenção da solução ótima, em função da potência dos módulos fotovoltaicos (P_S) e da capacidade das baterias (W_B) [76].

A função custo, equação 6.25, é descrita no plano P_S - W_B por uma linha reta cuja inclinação é dada por $-\frac{\beta}{\alpha}$. Essa reta intercepta o eixo P_S no ponto dado por $\frac{C_c - C_o}{\alpha}$ e o eixo W_B no ponto dado por $\frac{C_c - C_o}{\beta}$.

Os tamanhos dos módulos fotovoltaicos e das baterias são determinados pela interseção da reta de custo, por exemplo Cc_2 , com a curva de LPSP, por exemplo, $LPSP_2$. Os pontos de interseção estão, de acordo com a figura 6.4, representados pelas letras **b** e **c**. Esses dois pontos descrevem duas combinações diferentes de potência instalada do módulo fotovoltaico e capacidade instalada de baterias, onde são obtidos os mesmos valores de LPSP e os mesmos valores de custo. Pode-se verificar, pelo gráfico da figura 6.4, que o ponto ótimo (custo mínimo) ainda não foi determinado. Para se determinar o valor do custo mínimo, deve-se procurar a linha de custo, com mesma inclinação, que tangencie a curva de $LPSP_2$. Neste caso, a linha procurada está representada por Cc_1 e o ponto de tangência está representado pela letra **a**. A condição para se obter a solução ótima (ponto **a**) é dada

$$\text{por: } \frac{dP_S}{dW_B} = -\frac{\beta}{\alpha} \quad (6.33)$$

para LPSP igual a $LPSP_2$.

Enfim, para se realizar o dimensionamento de sistemas integrados de energia, utilizando os preceitos apresentados, uma metodologia proposta em [42] determina que o ano deva ser dividido em tantas frações de tempo (estações) quanto se fizer necessário, de tal modo que as fontes energéticas e as cargas apresentem variações razoavelmente similares durante o período considerado. Os procedimentos para o projeto são aplicados para cada estação considerada, de modo a se determinar a quantidade de recursos energéticos e dimensionar os dispositivos de conversão e armazenamento necessários, considerando os níveis de confiabilidade, as disponibilidades dos recursos naturais e o custo mínimo do capital a ser investido. O projeto final é selecionado a partir dos subprojetos obtidos das respectivas estações do ano.

Dentre as fontes renováveis de energia utilizadas, destaca-se o biogás, que é obtido por digestão anaeróbica da biomassa, e é considerado como sendo o de menor custo [42]. Ele pode ser queimado diretamente para obter energia térmica para cozimento ou aquecimento de água ou ar, ou pode ser utilizado num motor de combustão interna para obter potência mecânica ou eletricidade, se acoplado a um gerador. Por essas razões, o biogás recebe a mais alta prioridade na utilização como fonte energética. Esgotada a quantidade de biogás para suprir as diversas cargas existentes, é utilizada a energia potencial da água, através de turbinas hidráulicas, para se obter potência mecânica e/ou eletricidade. Finalmente, embora apresentando custos mais elevados, são utilizadas turbinas eólicas e módulos fotovoltaicos para se produzir eletricidade, conjuntamente com sistemas de armazenamento (baterias). Como já discutido anteriormente, o dimensionamento dos sistemas solar-eólico-bateria leva em consideração o nível de confiabilidade no fornecimento de energia às cargas (quantificado pela LPSP) e o custo mínimo do sistema. Baseado nessa breve discussão, a lógica do dimensionamento é ordenar as fontes energéticas de acordo com os custos e disponibilidades, partindo das fontes de menor custo, procurando utilizá-las ao máximo, até chegar às fontes de maior custo, conforme as necessidades de atendimento às cargas.

O processo de dimensionamento é, então, repetido para cada estação, de modo a se obter um conjunto de subprojetos. A tarefa de se escolher um subprojeto que possa ser aplicado para o ano todo deve considerar as seguintes hipóteses [42]:

1. Considerar o maior valor obtido no dimensionamento dos diversos dispositivos de conversão energética, em todas as estações do ano. Obviamente, esse procedimento resultará no sistema de mais alto custo, e haverá um excesso de geração de energia durante

grande parte do ano. A não ser que esse excesso de energia possa ser produtivamente utilizado, não existe justificativa para a utilização de tal procedimento.

2. Utilizar o maior valor obtido, em todas as estações do ano, do dispositivo de conversão de menor custo, e verificar se os demais subprojetos podem ser redimensionados segundo esse valor, e ainda serem capazes de satisfazer todas as necessidades energéticas do consumidor. Se essas necessidades não forem atendidas, em uma ou mais estações, então deve-se escolher o maior valor obtido no dimensionamento dos dois dispositivos de menor custo, e repetir o procedimento, até que todas as cargas, em todas as estações, sejam atendidas. Mesmo utilizando esse procedimento, algum excesso de geração de energia não poderá ser evitado durante algumas estações.

Embora a metodologia proposta considere o comportamento estocástico do vento e da radiação solar, e utilize um índice de confiabilidade para o sistema, o dimensionamento apresentado pré-determina a utilização prioritária de algumas fontes energéticas, consideradas como sendo de menor custo (biogás, por exemplo). No entanto, considerando-se a disponibilidade dos recursos naturais existentes, o local de instalação dos dispositivos energéticos, e todos os custos associados aos mesmos, essa prioridade de utilização das fontes energéticas pode não representar um dimensionamento de custo mínimo. Faz-se necessário, portanto, estabelecer um modelo de dimensionamento que, além dos preceitos anteriores, considere também a otimização do sistema, garantindo, simultaneamente, confiabilidade e custo mínimo. Este modelo está explicitado no item a seguir.

6.5 Dimensionamento otimizado de sistemas energéticos

Para a elaboração de um modelo de dimensionamento que vise a otimização do sistema energético e atenda a um nível desejado de confiabilidade - representada pela LPSP - foram utilizadas ferramentas de simulação e programação linear desenvolvidas em MATLAB 6.0, resultando em um software de dimensionamento energético com interface bastante amigável, ao mesmo tempo que robusto e confiável.

Dados horários de radiação solar e velocidade do vento, bem como dados mensais de vazão disponível de uma queda d'água, disponibilidade de dejetos animais para produção de biogás e temperaturas médias do ar e da água, são utilizados no

dimensionamento. Parâmetros referentes às diversas fontes ou dispositivos de conversão energética - como módulo fotovoltaico, gerador eólico, microcentral hidrelétrica, biodigestor, coletor solar, banco de baterias, gerador a diesel e eletrificação rural convencional - assim como parâmetros econômicos - como custo inicial dos equipamentos, custo de manutenção, vida útil, custo dos insumos energéticos, taxa de juros anual, subsídios governamentais, prazos de pagamento e prazos de carência - são disponibilizados no modelo. As necessidades energéticas a serem supridas foram agrupadas em três itens: cozimento, energia elétrica (para iluminação, eletrodomésticos, bombeamento de água, etc) e água quente. O primeiro item apresenta uma disponibilidade de dados diários e os demais itens apresentam uma disponibilidade de dados horários. O modelo desenvolvido permite que se estabeleçam, a priori, as combinações fonte-carga desejadas, de modo que se possam eliminar eventuais fontes não desejadas ou evitar combinações não compatíveis.

Os valores das energias solar e eólica geradas a cada hora podem ser calculados por dois métodos, permitindo ao projetista a utilização de diferentes concepções de projeto. Pode-se calcular a energia média horária para um dia típico no mês, conforme estabelecido nos subitens 3.3.4 e 3.4.3, ou pode-se utilizar, para o cálculo da energia, os dados horários sequenciais de radiação solar e vento disponíveis (série histórica), sem a utilização de quaisquer tratamentos estatísticos para os mesmos. Neste caso, o dimensionamento do sistema torna-se mais rigoroso, já que os eventuais períodos críticos existentes na série (períodos de menor incidência de radiação solar e menor velocidade do vento) serão considerados nos cálculos, fato que não ocorre quando se trabalha com energias médias.

O processo iterativo utilizado para o dimensionamento ótimo do sistema energético apresenta as seguintes etapas:

1. Leitura dos dados iniciais (necessidades energéticas e disponibilidade dos recursos energéticos naturais), parâmetros referentes aos equipamentos de conversão energética e parâmetros econômicos a serem utilizados no dimensionamento.
2. Cálculo, para cada hora do ano, das energias solar e eólica geradas pelos dispositivos de conversão energética, utilizando-se, conforme a conveniência do projeto, qualquer um dos dois métodos disponíveis.
3. Cálculo dos custos dos equipamentos convertidos a valor presente, a partir dos parâmetros econômicos estabelecidos (vide análise de custos no subitem 6.5.1).

4. Cálculo das disponibilidades energéticas para a carga 1 (cozimento). Por questões de compatibilidade, a única fonte energética utilizada para atender essa necessidade será o biogás. A partir dos tipos e quantidades de dejetos animais disponíveis, da eficiência de conversão energética do biodigestor ao longo do ano e das necessidades energéticas para cozimento, calcula-se o volume necessário de biogás a ser produzido, conforme estabelecido no subitem 3.5.1. Caso a disponibilidade dos dejetos animais não seja suficiente para produzir a quantidade necessária de biogás, o projetista será notificado pelo software. Por outro lado, havendo uma disponibilidade maior que a necessidade, o excedente poderá ser utilizado, juntamente com os demais recursos energéticos disponíveis, para suprir as demais cargas.

5. Cálculo das disponibilidades energéticas para a carga 2 (energia elétrica). Os dispositivos de conversão energética - como módulo fotovoltaico, gerador eólico, microcentral hidrelétrica, biodigestor e banco de baterias - poderão ser utilizados para a produção/armazenamento de energia elétrica. Deste modo, faz-se necessária a utilização de ferramentas de simulação e otimização para quantificar e dimensionar esses dispositivos, de modo que atendam às necessidades da carga, a partir dos critérios de custo mínimo e confiabilidade. Como já citado anteriormente, quaisquer recursos energéticos, se inexistentes, desprezíveis ou simplesmente indesejáveis (a critério do projetista), podem ser desconsiderados no dimensionamento. Um maior detalhamento deste item é apresentado no fluxograma da figura 6.5. Os eventuais excedentes de energia elétrica produzidos nesta etapa (não consumidos e nem armazenados) serão dissipados num resistor e utilizados para aquecimento de água (para o item seguinte).

6. Cálculo das disponibilidades energéticas para a carga 3 (água quente). O aquecimento de água, utilizado para banhos ou outros fins quaisquer, poderá ser realizado pelo excedente energético produzido na etapa anterior, e complementado, conforme as temperaturas finais desejadas, pelo coletor solar, biodigestor e microcentral hidrelétrica. Os demais dispositivos energéticos, como módulo fotovoltaico, gerador eólico e banco de baterias seriam, a princípio, mais apropriados para conversão de energia elétrica, e sua utilização para aquecimento de água não se justificaria pelo alto custo e baixa eficiência. Porém, mudando-se essa realidade, nada impede que os mesmos sejam facilmente inseridos no modelo. De maneira semelhante ao item anterior, aqui também serão utilizadas ferramentas de simulação e otimização para o dimensionamento dos

dispositivos. Um maior detalhamento deste item é apresentado no fluxograma da figura 6.6.

7. Cálculo dos custos da eletrificação rural convencional (incluindo consumo energético e eventuais necessidades de ampliações da rede) e custos da geração a diesel (incluindo equipamentos, manutenção e consumo de combustível). Esses custos serão comparados com os custos dos dispositivos de conversão energética das fontes renováveis locais, calculados nos itens anteriores. Calcula-se, inclusive, a distância limite para ampliação das linhas de eletrificação rural e o custo limite do litro do óleo diesel, para que tais utilizações possam ser viáveis economicamente, quando comparadas com os demais dispositivos já dimensionados (vide análise de custos no subitem 6.5.1).

8. Resultados apresentados: dimensionamento otimizado dos dispositivos de conversão energética das fontes renováveis locais, balanço energético detalhado, análise e comparação de custos (incluindo todos os dispositivos dimensionados, eletrificação rural e geração a diesel) e gráficos diversos.

Algumas considerações referentes aos dispositivos de conversão energética:

(a) A microcentral hidrelétrica e o biodigestor apresentam limites máximos de produção energética em função das disponibilidades dos recursos naturais existentes ao longo do ano;

(b) O biodigestor é dimensionado para um fornecimento diário constante de biogás para um determinado período do dia. No entanto, o processo de biodigestão anaeróbica (subitem 3.5.1) é realizado continuamente, produzindo o biogás que estará sendo armazenado no gasômetro;

(c) O coletor solar para aquecimento de água é utilizado somente nos horários em que existe disponibilidade de radiação solar e é dimensionado a partir das equações 3.12 e 3.13 (subitem 3.33). A água quente produzida pode ser armazenada nos reservatórios térmicos apropriados, considerando-se, evidentemente, as perdas de calor que ocorrem ao longo do dia.

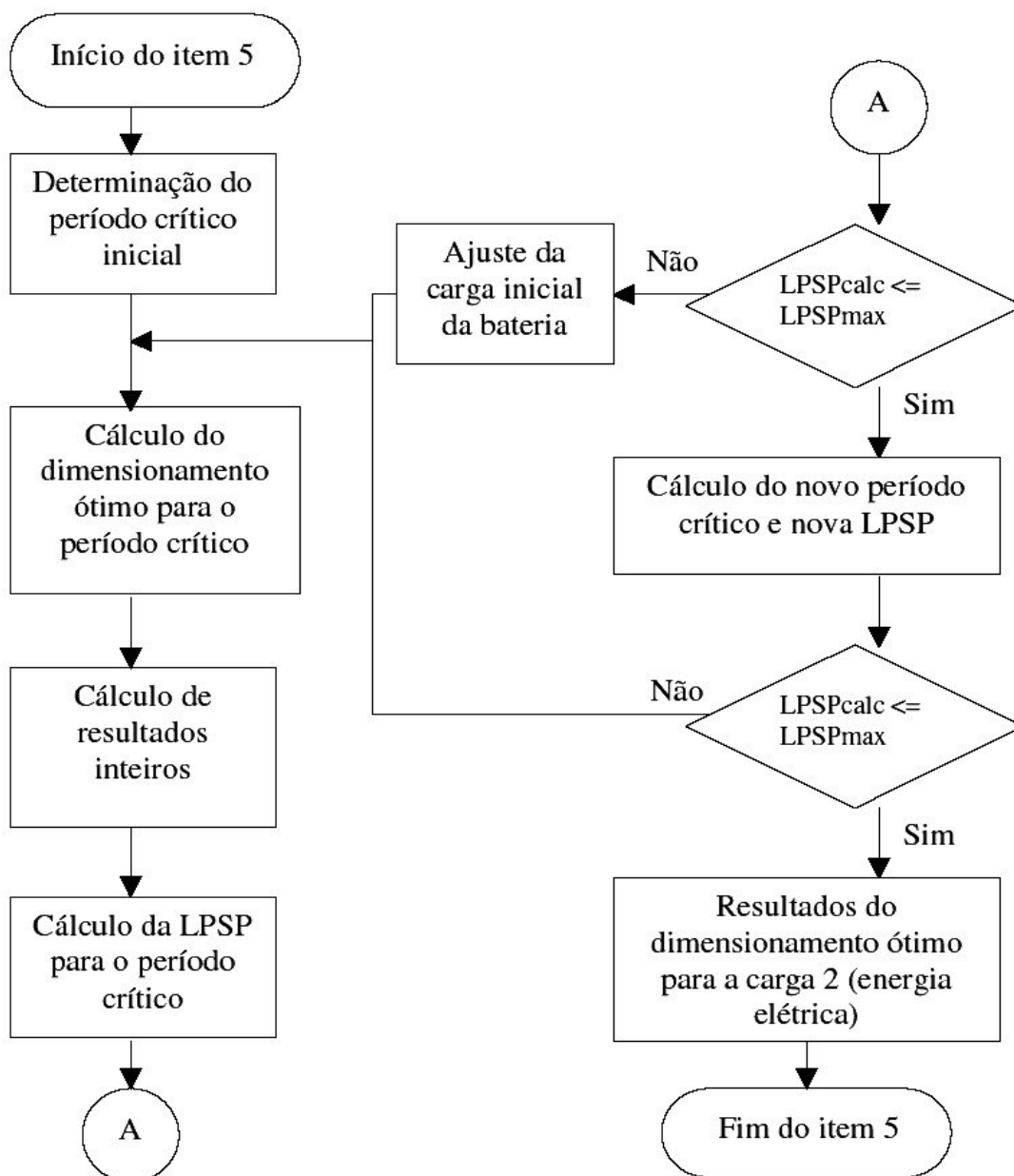


Figura 6.5. Fluxograma para o cálculo otimizado das disponibilidades energéticas para a carga 2 (energia elétrica).

O fluxograma ilustrado na figura 6.5, referente ao detalhamento do item 5 discutido anteriormente, apresenta as seguintes etapas:

I. Determinação do período crítico inicial para o dimensionamento, considerado como sendo as n horas consecutivas onde ocorre o maior déficit energético, a partir de uma comparação preliminar entre as necessidades energéticas horárias da carga e a disponibilidade de energia produzida pelos diversos dispositivos de conversão.

II. Cálculo do dimensionamento ótimo dos dispositivos de conversão energética para o período crítico determinado. O modelo de otimização utiliza programação linear

para minimizar o custo do sistema e atender à LPSPmax desejada (índice de confiabilidade estabelecido em projeto), conforme detalhado no subitem 6.5.2 (a). O algoritmo utilizado para resolver a programação linear é baseado no método primal-dual de pontos interiores. A realização do dimensionamento para períodos determinados é importante para evitar que eventuais déficits energéticos fiquem concentrados em algumas épocas do ano. Ou seja, ao longo de um ano todo, não haverá um único período de n horas consecutivas onde o déficit energético exceda os limites estabelecidos pela LPSPmax.

III. Ajuste dos resultados obtidos para valores inteiros, utilizando o algoritmo de bifurcação e limite [79]. Este procedimento é utilizado para converter para números inteiros as quantidades de módulos fotovoltaicos, geradores eólicos e baterias, mantendo a otimização do sistema.

IV. Cálculo da LPSP para o período crítico, de acordo com metodologia apresentada no subitem 6.4. São utilizados os resultados obtidos nos itens anteriores e todos os dados horários disponíveis de carga e geração (8760 dados horários). Se $LPSP_{CALC} \leq LPSP_{MAX}$, ir para o item VI. Caso contrário, ir para o item V.

V. Ajuste do valor do nível de carga das baterias, definido para o início do período crítico. O parâmetro utilizado para representar o nível de carga das baterias pode variar de 1 (valor inicial para baterias totalmente carregadas) a zero (baterias totalmente descarregadas), em intervalos de 0,005 (0,5%). Feito o ajuste, retorna-se ao item II e realizam-se todos os cálculos novamente, seguindo a seqüência apresentada. Este ajuste é necessário tendo em vista que o dimensionamento ótimo do sistema é realizado para o período crítico, e considera-se que no início do mesmo as baterias estão completamente carregadas. Como esse fato normalmente não ocorre, é importante que esse valor inicial do nível de carga das baterias seja diminuído progressivamente, para que o dimensionamento dos dispositivos e a LPSP também possam ser progressivamente ajustados (o primeiro aumentando e o segundo diminuindo) até que o valor calculado da LPSP seja satisfatório ($LPSP_{CALC} \leq LPSP_{MAX}$).

VI. Cálculo do novo período crítico, comparando-se os dados de déficit energético ao longo do ano, a partir dos resultados obtidos nos itens II, III e IV. Com esse novo período, calcula-se novamente a LPSP. Se $LPSP_{CALC} \leq LPSP_{MAX}$, ir para o item VII. Caso contrário, retornar ao item II.

VII. Resultados obtidos para a carga 2 (energia elétrica): dimensionamento otimizado dos dispositivos energéticos, balanço energético detalhado e análise de custos.

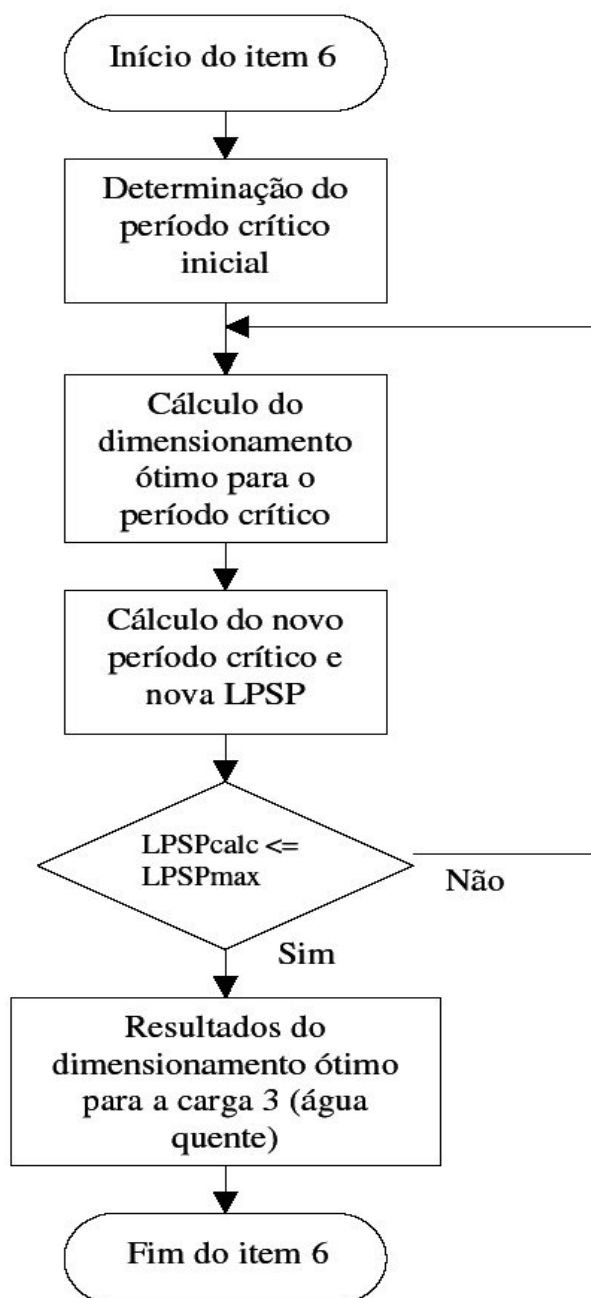


Figura 6.6. Fluxograma para o cálculo otimizado das disponibilidades energéticas para a carga 3 (água quente).

O fluxograma ilustrado na figura 6.6 apresenta etapas bastante semelhantes ao da figura 6.5. Em se tratando de dimensionamento de dispositivos energéticos para suprir necessidades de aquecimento de água, onde não se utilizam baterias para armazenamento e fornecimento de energia, algumas etapas e ajustes discutidos anteriormente podem ser

eliminados, e o procedimento simplificado. Algumas especificidades que merecem ser destacadas, entretanto, referem-se ao modelo de otimização, que se encontra detalhado no subitem 6.5.2 (b).

6.5.1 Análise de custos

Os custos unitários dos dispositivos de conversão energética (c_j), convertidos a valor presente, são calculados a partir dos custos iniciais, custos de manutenção, potência e vida útil dos equipamentos, custos de mão-de-obra, possíveis subsídios governamentais e taxa de juros anual, conforme os preceitos discutidos no Capítulo 5.

Assim, para o módulo fotovoltaico ($j = 1$) e para o gerador eólico ($j = 2$), tem-se:

$$c_j = \frac{\left[\frac{CI_j \left(1 - \frac{Sub_j}{100} \right) FRC_j}{8760 k_j} + CM_j \right] (8760 P_j k_j)}{FRC_T} \quad (\$/unidade) \quad (6.34)$$

Para a microcentral hidrelétrica ($j = 3$), tem-se:

$$c_j = \frac{\left[CI_j \left(1 - \frac{Sub_j}{100} \right) FRC_j \right] + CM_j}{FRC_T} \quad (\$/kW) \quad (6.35)$$

Para o biodigestor ($j = 4$), tem-se:

(a) com gerador elétrico (c_{ja})

$$c_{ja} = \frac{\left[(CI_j + Cg) \left(1 - \frac{Sub_j}{100} \right) FRC_j \right] + CM_j + Cmo}{FRC_T} \quad (\$/m^3) \quad (6.36)$$

(b) sem gerador elétrico (c_{jb})

$$c_{jb} = \frac{\left[CI_j \left(1 - \frac{Sub_j}{100} \right) FRC_j \right] + CM_j + Cmo}{FRC_T} \quad (\$/m^3) \quad (6.37)$$

Para o coletor solar ($j = 5$), tem-se:

$$c_j = \frac{\left[CI_j \left(1 - \frac{Sub_j}{100} \right) FRC_j \right] + CM_j}{FRC_T} \quad (\$/m^2) \quad (6.38)$$

Para o banco de baterias ($j = 6$), tem-se:

$$c_j = \frac{\left[CI_j \left(1 - \frac{Sub_j}{100} \right) Cbat \right] FRC_j}{FRC_T} \quad (\$/unidade) \quad (6.39)$$

sendo:

$$FRC_j = \left(\frac{i_a (1 + i_a)^{v_j - 1}}{(1 + i_a)^{v_j} - 1} \right) \quad \text{para } j = 1, 2, 3, 4, 5 \text{ e } 6 \quad (6.40)$$

$$k_j = \frac{\int Ph_j dt}{8760 P_j} \quad \text{para } j = 1, 2 \text{ e } 3 \quad (6.41)$$

onde:

CI_j são os custos iniciais unitários dos equipamentos, em suas unidades mais usuais ($\$/kW$, para $j = 1, 2$ e 3 ; $\$/m^3$, para $j = 4$; $\$/m^2$, para $j = 5$; e $\$/kWh$, para $j = 6$);

Sub_j são os percentuais de subsídios dados para a aquisição dos equipamentos, %;

CM_j são os custos de manutenção dos equipamentos, em suas unidades mais usuais ($\$/kWh$, para $j = 1$ e 2 ; e percentual anual do custo inicial, para $j = 3, 4$ e 5). Para $j = 6$ (baterias de chumbo-ácido seladas), não se considerou custo de manutenção;

Cmo é o custo anual de mão-de-obra para abastecimento do biodigestor, $\$/m^3$ de biogás armazenado diariamente;

Cg é o custo do gerador elétrico a biogás, $\$/m^3$ de biogás;

$Cbat$ é a capacidade de armazenamento energético da bateria, kWh;

k_j são os fatores de carga para $j = 1, 2$ e 3 , decimal;

P_j são as potências nominais para $j = 1$ e 2 , kW;

Ph_j são as potências horárias geradas para $j = 1, 2$ e 3 , kW;

i_a é a taxa de juros anual, decimal;

v_j são as vidas úteis dos equipamentos, anos;

FRC_j são os fatores de recuperação de capital calculados pela equação 6.40;

FRC_T é o fator de recuperação de capital para o período de análise dos custos.

O custo total (CT) de todos os equipamentos é dado por:

$$CT = \sum_{j=1}^6 c_j x_j \quad (6.42)$$

onde x_j são as “quantidades” dos dispositivos de conversão energética calculados no dimensionamento ótimo do sistema (x_1, x_2 e x_6 são quantidades inteiras, x_3 é dado em kW, x_4 em m^3 e x_5 em m^2).

O custo total dos equipamentos, por unidade de energia produzida (CTen), é calculado pela equação seguinte (em \$ / kWh):

$$CTen = \frac{CT FRC_T}{\sum_{j=1}^5 ET_j} \quad (6.43)$$

onde ET_j é a energia total anual produzida pelos dispositivos de conversão energética, kWh/ano.

Os custos da geração a diesel e da eletrificação rural convencional são também calculados e utilizados para fins de comparação com as fontes energéticas renováveis. Considera-se que as necessidades de energia elétrica e aquecimento de água possam ser integralmente supridas por qualquer uma dessas fontes isoladamente.

Assim, a potência a ser dimensionada do gerador a diesel ou a potência disponibilizada pela eletrificação rural convencional devem ser suficientes para atender a maior potência demandada pelas cargas citadas. Feita essa consideração, pode-se calcular a produção de energia e os custos associados a essas fontes, convertidos a valor presente.

Assim, para a geração a diesel, tem-se:

(a) custo do consumo de combustível (c_{7a})

$$c_{7a} = \frac{\text{Cons Cod Ren}}{FRC_T} \quad (6.44)$$

(b) custo do equipamento e manutenção (c_{7b})

$$c_{7b} = \frac{\left[CI_7 \left(1 - \frac{Sub_7}{100} \right) FRC_7 \right] + CM_7}{FRC_T} \quad (6.45)$$

onde:

Cons é o consumo total anual das cargas consideradas, kWh/ano;

Cod é o custo do litro do óleo diesel, \$/litro;

Ren é a relação “litros consumidos/kWh”. Essa relação varia conforme a potência do gerador e é fornecida pelo fabricante do equipamento;

CI_7 é o custo inicial unitário do equipamento, \$;

CM_7 é o custo de manutenção do equipamento, calculado como percentual anual do custo inicial.

O custo total da geração a diesel (CT_D) é dado por:

$$CT_D = c_{7a} + c_{7b} \quad (6.46)$$

Combinando as equações 6.44, 6.45 e 6.46, substituindo CT_D (da equação 6.46) pelo custo total dos fontes renováveis dimensionadas para as mesmas cargas (CT), e isolando Cod, tem-se:

$$Cod = \frac{CT \cdot FRC_T - \left[CI_7 \left(1 - \frac{Sub_7}{100} \right) FRC_7 \right] - CM_7}{Cons \cdot Ren} \quad (6.47)$$

Esse valor representa o custo limite do litro de óleo combustível que torna a geração a diesel economicamente equivalente à geração das fontes renováveis. É importante salientar que o custo do óleo diesel deve incorporar os eventuais custos de transporte para regiões remotas ou de difícil acesso.

Para a eletrificação rural convencional, tem-se:

(a) custo do consumo energético (c_{8a})

$$c_{8a} = \frac{Cuscon}{FRC_T} \quad (6.48)$$

(b) custo de expansão da rede de eletrificação (c_{8b})

$$c_{8b} = \frac{\left[\text{Cer}_8 \left(1 - \frac{\text{Sub}_8}{100} \right) \text{Dist FRC}_8 \right]}{\text{FRC}_T} \quad (6.49)$$

onde:

Cuscon é o custo do consumo anual das cargas consideradas, calculado em função das tarifas de energia estabelecidas pelas Concessionárias, \$/ano;

Cer_8 é o custo médio de expansão da rede de eletrificação rural, \$/km;

Dist é a distância necessária de expansão para a rede de eletrificação rural, km.

O custo total da rede de eletrificação rural (CT_{ER}) é dado por:

$$\text{CT}_{\text{ER}} = c_{8a} + c_{8b} \quad (6.50)$$

Combinando as equações 6.48, 6.49 e 6.50, substituindo CT_{ER} (da equação 6.50) pelo custo total das fontes renováveis dimensionadas para as mesmas cargas (CT), e isolando Dist, tem-se:

$$\text{Dist} = \frac{\text{CT FRC}_T - \text{Cuscon}}{\text{Cer}_8 \left(1 - \frac{\text{Sub}_8}{100} \right) \text{FRC}_8} \quad (6.51)$$

Esse valor representa a distância limite de expansão da eletrificação rural que faz com que a mesma seja economicamente equivalente à geração das fontes renováveis.

6.5.2 Modelo de otimização

(a) Produção de energia elétrica

O modelo de otimização utilizado para a energia elétrica pode ser representado como:

$$\text{Minimizar } c x' \quad (6.52)$$

$$\text{Sujeito a } \begin{cases} Ax' \leq b \\ x \geq 0 \end{cases} \quad (6.53)$$

A função objetivo, a ser minimizada, consiste na somatória dos custos associados aos dispositivos de conversão energética, convertidos a valor presente. É expressa por:

$$c_{(1,2n+5)} = \begin{bmatrix} c_1 & c_2 & c_3 & c_4 & c_6 & \overbrace{0 \cdots 0}^{2n} \end{bmatrix} \quad (6.54)$$

$$x_{(1,2n+5)} = \begin{bmatrix} x_1 & x_2 & x_3 & x_4 & x_6 & \overbrace{y_1 \cdots y_n}^n & \overbrace{y_{n+1} \cdots y_{2n}}^n \end{bmatrix} \quad (6.55)$$

onde:

n é o número de horas consecutivas consideradas para o cálculo do dimensionamento otimizado;

y_1 a y_n são as variáveis utilizadas para atender à LPSP estabelecida no projeto, adimensional;

y_{n+1} a y_{2n} são as variáveis utilizadas para permitir a ocorrência de excedentes energéticos, adimensional.

As restrições apresentadas no modelo são representadas pelas variáveis A e b , expressas como:

$$A_{(2n+1,2n+5)} = \begin{bmatrix} -AA' & -BB' & -CC' & -DD' & -(ka \cdot FF)' & -GG & GG \\ AA' & BB' & CC' & DD' & (ka \cdot FF - FF)' & GG & -GG \\ & & & HH & & & \end{bmatrix} \quad (6.56)$$

$$b_{(2n+1,1)} = \begin{bmatrix} -LL' \\ LL' \\ LPSP_{max} \cdot \sum_{i=1}^n Lh_i \end{bmatrix} \quad (6.57)$$

sendo:

$$AA_{(1,n)} = \begin{bmatrix} Eh1_1 & \sum_{i=1}^2 Eh1_i & \sum_{i=1}^3 Eh1_i & \cdots & \sum_{i=1}^n Eh1_i \end{bmatrix} \quad (6.58)$$

$$BB_{(1,n)} = \begin{bmatrix} Eh2_1 & \sum_{i=1}^2 Eh2_i & \sum_{i=1}^3 Eh2_i & \cdots & \sum_{i=1}^n Eh2_i \end{bmatrix} \quad (6.59)$$

$$CC_{(1,n)} = \begin{bmatrix} Eh3_1 & \sum_{i=1}^2 Eh3_i & \sum_{i=1}^3 Eh3_i & \cdots & \sum_{i=1}^n Eh3_i \end{bmatrix} \quad (6.60)$$

$$DD_{(1,n)} = \left[Eh4_1 \quad \sum_{i=1}^2 Eh4_i \quad \sum_{i=1}^3 Eh4_i \quad \cdots \quad \sum_{i=1}^n Eh4_i \right] \quad (6.61)$$

$$FF_{(1,n)} = \left[\overbrace{Fb \cdots Fb}^n \right] \quad (6.62)$$

$$Fb = Cbat \cdot Profdesc \cdot Efbat \quad (6.63)$$

$$GG_{(n,n)} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & \cdots & 0 \\ 1 & 1 & 0 & \cdots & 0 \\ 1 & 1 & 1 & \cdots & 0 \\ \vdots & & & \ddots & \vdots \\ 1 & 1 & 1 & \cdots & 1 \end{bmatrix} \quad (6.64)$$

$$HH_{(1, 2n+5)} = \left[0 \quad 0 \quad 0 \quad 0 \quad 0 \quad \overbrace{1 \cdots 1}^n \quad \overbrace{0 \cdots 0}^n \right] \quad (6.65)$$

$$LL_{(1,n)} = \frac{\left[Lh_1 \quad \sum_{i=1}^2 Lh_i \quad \sum_{i=1}^3 Lh_i \quad \cdots \quad \sum_{i=1}^n Lh_i \right]}{Efinv} \quad (6.66)$$

onde:

Eh1, Eh2, Eh3 e Eh4 são as energias produzidas, hora a hora, pelas unidades de geração consideradas (módulo fotovoltaico, gerador eólico, microcentral hidrelétrica e biodigestor, respectivamente), kWh;

Lh é a energia horária consumida pela carga, kWh;

ka é o valor referente ao nível inicial de carga das baterias, adimensional, podendo variar de 0 a 1;

Profdesc é a profundidade de descarga da bateria, decimal;

Efbat é a eficiência de carga da bateria, decimal;

Efinv é a eficiência do inversor (utiliza-se neste trabalho um valor constante de eficiência baseado na carga média), decimal.

Observando as matrizes A e b, verifica-se que cada linha representa uma restrição ao modelo de otimização, totalizando três restrições.

A primeira restrição estabelece que a soma acumulada, hora a hora, da energia gerada pelas diversas fontes energéticas, considerando o armazenamento no banco de baterias, deve ser maior ou igual à soma acumulada, hora a hora, das necessidades energéticas da carga. Desse modo, o dimensionamento dos dispositivos de conversão energética é realizado considerando as necessidades de atendimento à carga e o respeito ao

limite mínimo de carga permitido nas baterias (profundidade de descarga máxima estabelecida em projeto), protegendo-as contra danos ou diminuição drástica da vida útil. Neste caso, poderá haver um déficit de energia que não será suprido pela carga mínima armazenada nas baterias.

A segunda restrição, semelhante à primeira, considera também as necessidades de atendimento à carga, respeitando o limite máximo de energia suportado pelas baterias. Neste caso, poderá haver uma produção excedente de energia que não será armazenada. Essa energia excedente será dissipada em resistores e utilizada para aquecimento de água. Um controlador de cargas deve ser utilizado para manter o nível de carga das baterias nos limites desejados.

A terceira restrição estabelece o limite máximo permitido para a probabilidade de perda de fornecimento de energia à carga (LPSP).

Pode-se verificar, nas duas primeiras restrições, que as ocorrências de déficits ou excedentes energéticos são permitidas, conforme ilustrado na figura 6.1 (subitem 6.4). Essa flexibilidade na geração energética é viabilizada pela matriz GG. No entanto, os eventuais déficits energéticos (quantificados pela LPSP) serão limitados na terceira restrição e os eventuais excedentes energéticos serão limitados na própria função objetivo, que visa minimizar os custos de geração. Portanto, o modelo desenvolvido garante que o sistema atenda aos critérios de custo mínimo e confiabilidade, não limitando ou restringindo os valores das demais variáveis.

(b) Produção de água quente

O modelo de otimização utilizado para aquecimento de água pode ser representado também pelas equações 6.52 e 6.53.

A função objetivo, a ser minimizada, pode ser expressa como:

$$c_{(1, n+3)} = \left[c_3 \ c_4 \ c_5 \ \overbrace{0 \ \cdots \ 0}^n \right] \quad (6.67)$$

$$X_{(1, n+3)} = \left[X_3 \ X_4 \ X_5 \ \overbrace{y_1 \ \cdots \ y_n}^n \right] \quad (6.68)$$

onde y_1 a y_n são as variáveis utilizadas para atender à LPSP estabelecida no projeto, adimensional.

As restrições apresentadas no modelo são representadas pelas variáveis A e b, expressas como:

$$A_{(n+1, n+3)} = \begin{bmatrix} -CC' & -DD' & -EE' & -GG \\ & & JJ & \end{bmatrix} \quad (6.69)$$

$$b_{(n+1, 1)} = \begin{bmatrix} -KK' \\ LPSP_{\max} \cdot \sum_{i=1}^n Lh_i \end{bmatrix} \quad (6.70)$$

sendo:

$$EE_{(1, n)} = \left[Eh5_1 \quad \sum_{i=1}^2 Eh5_i \quad \sum_{i=1}^3 Eh5_i \quad \dots \quad \sum_{i=1}^n Eh5_i \right] \quad (6.71)$$

$$JJ_{(1, n+3)} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & \overbrace{1 \dots 1}^n \end{bmatrix} \quad (6.72)$$

$$KK_{(1, n)} = \left[Lh_1 - Sh_1 \quad \sum_{i=1}^2 Lh_i - \sum_{i=1}^2 Sh_i \quad \sum_{i=1}^3 Lh_i - \sum_{i=1}^3 Sh_i \quad \dots \quad \sum_{i=1}^n Lh_i - \sum_{i=1}^n Sh_i \right] \quad (6.73)$$

onde:

Eh5 é a energia produzida, hora a hora, pela unidade de coletor solar, kWh;

Sh_i são os eventuais excedentes de energia ocorridos no modelo de otimização anterior, e que são agora aproveitados para o aquecimento de água, kWh.

Observando as matrizes A e b, verifica-se a existência de duas restrições ao modelo de otimização.

A primeira restrição considera as necessidades de atendimento à carga (para o dimensionamento dos dispositivos de conversão energética) e permite uma possível ocorrência de déficits energéticos, caracterizada pela matriz GG.

A segunda restrição estabelece o limite máximo permitido para os déficits energéticos, dado pela LPSP.

Quando se compara o modelo de otimização utilizado para energia elétrica, com o modelo utilizado para aquecimento de água, percebe-se uma clara simplificação deste último, posto que, para este modelo, não se utilizam dispositivos de armazenamento energético como as baterias, que impõem limites mínimos e máximos de carga. No caso de água quente, o armazenamento é realizado somente nos reservatórios térmicos apropriados, conforme já citado. Os excedentes energéticos ocorridos produzem um aquecimento da

água maior que o desejado, o que pode ser facilmente resolvido misturando-se água fria. Para o déficit energético (estabelecido no projeto pela LPSP), o que ocorre é um aquecimento da água aquém do desejado.

De qualquer modo, as decisões finais referentes às condições de projeto devem ser estabelecidas pelo projetista, que pode simular inúmeras situações e escolher a mais apropriada.

6.6 Conclusões

Este capítulo apresenta e discute os métodos determinístico e probabilístico utilizados para dimensionamento de sistemas integrados de energia. Esse métodos, analisados detalhadamente nos subitens 6.3 e 6.4, apresentam várias limitações no que se refere à obtenção de um sistema energético que atenda aos critérios de custo mínimo e confiabilidade. No subitem 6.5 é apresentado o método de dimensionamento otimizado desenvolvido neste trabalho, para o qual foram utilizadas ferramentas de simulação e otimização. Esse método permite a realização de um tratamento estatístico para as variáveis radiação solar e velocidade do vento, que são utilizadas em modelos matemáticos que determinam a energia horária produzida pelos dispositivos de conversão. Além disso, o modelo desenvolvido permite flexibilizar o nível de confiabilidade desejado para o sistema, e evita a concentração de déficits energéticos ao longo do ano. As equações utilizadas para as análises de custo e as desenvolvidas para o modelo de otimização são também apresentadas, garantindo, simultaneamente, um sistema otimizado (menor custo) para um nível de confiabilidade desejado.

CAPÍTULO 7

RESULTADOS NUMÉRICOS

7.1 Introdução

Os métodos de dimensionamento discutidos no capítulo anterior (método determinístico, probabilístico e método do dimensionamento otimizado) foram simulados com os dados apresentados no item 7.2, e os resultados obtidos foram comparados e discutidos, salientando as diferenças existentes entre eles. Posteriormente, foram realizadas algumas simulações utilizando-se unicamente o método do dimensionamento otimizado, desenvolvido neste trabalho, onde inúmeros parâmetros e dados foram modificados, possibilitando um estudo comparativo do comportamento do sistema energético. Utilizou-se, como referência para a realização das simulações, uma típica propriedade rural situada em uma área inicialmente não atendida pela eletrificação convencional.

7.2 Dados utilizados para os exemplos de simulação

Recursos ambientais:

- Radiação solar. Série histórica de dados horários, coletados pelo LABSOLAR na Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, no período de 1997 a 2001.

- Velocidade do vento. Série de dados horários, gerados aleatoriamente para um período de cinco anos, a partir de uma função densidade de probabilidade de Weibull. Os valores obtidos variam de 0 a 22,3 m/s, e apresentam média igual a 5,5 m/s, situando-se dentro de limites bastante razoáveis para algumas regiões de Santa Catarina.

- Temperatura do ar. Dados médios mensais, variando de 15 a 26 °C.

- Temperatura da água. Dados médios mensais, variando de 17 a 23 °C.

- Vazão de água. Dados mensais de vazão garantida de uma queda d'água, variando de 0,08 a 0,14 m³/s.
- Dejetos animais. Disponibilidade de 30 cabeças de gado bovino adulto.

Sistemas energéticos:

- Módulo fotovoltaico. Fabricante e modelo: Kyocera LA51; potência máxima: 51 W; área do módulo: 0,438 m²; tensão de máxima potência (V_{mp}): 16,9 V; tensão de circuito aberto (V_{oc}): 21,2 V; corrente de máxima potência (I_{mp}): 3,02 A; corrente de curto-circuito (I_{sc}): 3,25 A; coeficiente térmico de corrente (α): 1,6 mA/°C; coeficiente térmico de tensão (β): -144mV/°C.

- Gerador eólico. Fabricante e modelo: Vergnet GEV4; potência máxima: 1,1 kW; tensão de geração: 220 V; velocidade mínima do vento para geração energética: 2,5 m/s; velocidade nominal do vento, após a qual a geração é constante: 10 m/s; velocidade máxima do vento para geração energética: 22 m/s.

- Microcentral hidrelétrica. Queda bruta: 5 m; rendimento do conjunto turbina-gerador: 0,7.

- Biodigestor. Eficiência de coleta: 0,9; eficiência do biogás para cozimento: 0,6; eficiência do biogás para aquecimento de água: 0,2; eficiência do biogás para produção de energia elétrica: 0,25; consumo médio de biogás para cozimento: 0,39 m³/pessoa/dia; consumo médio de biogás para aquecimento de água para banho: 0,74 m³/banho; produção de biogás a partir de dejetos de bovinos: 0,4 m³/animal/dia; taxa de produção de biogás ao longo dos meses: varia de 100% (para os meses mais quentes) a 40% (para os meses mais frios); poder calorífico do biogás: 5,815 kWh/m³.

- Coletor solar. Tipo: plano com funcionamento por termossifão ou circulação natural; fator de remoção de calor (Fr): 0,7; coeficiente global de transferência de calor entre o coletor e o ambiente (U_L): 5 W/m²/°C; massa específica da água (ρ): 1,0 kg/l; calor específico da água (c): 1,1639 Wh/kg/°C.

- Gerador a diesel. Cargas a serem atendidas: energia elétrica e aquecimento de água (cargas 2 e 3, respectivamente); consumo médio de combustível (em função da potência nominal do gerador (P_n), dada em kW): $0,7592 e^{-0,0245 P_n}$ litros/kWh.

- Eletrificação rural convencional. Cargas a serem atendidas: energia elétrica e aquecimento de água (cargas 2 e 3, respectivamente); distância da rede de distribuição rural mais próxima: 50 km.

- Banco de baterias. Tipo de bateria: chumbo-ácido de ciclo profundo; capacidade de armazenamento energético: 1,2 kWh (100 Ah, 12 V); profundidade de descarga: 0,8; eficiência da bateria: 0,85; eficiência do inversor: 0,9.

Parâmetros econômicos:

- Módulo fotovoltaico. Custo inicial: US\$ 5000 /kW; custo de manutenção: US\$ 0,005 /kWh; subsídio para aquisição do equipamento: 0%; prazo para o consumidor pagar o financiamento do equipamento: 2 anos; prazo de carência para o início do pagamento: 0 anos; vida útil do equipamento: 20 anos.

- Gerador eólico. Custo inicial: US\$ 1800 /kW; custo de manutenção: US\$ 0,012 /kWh; subsídio para aquisição do equipamento: 0%; prazo para o consumidor pagar o financiamento do equipamento: 2 anos; prazo de carência para o início do pagamento: 0 anos; vida útil do equipamento: 20 anos.

- Microcentral hidrelétrica. Custo inicial: US\$ 1500 /kW; custo anual de manutenção: 5% do custo inicial; subsídio para aquisição do equipamento: 0%; prazo para o consumidor pagar o financiamento do equipamento: 2 anos; prazo de carência para o início do pagamento: 0 anos; vida útil do equipamento: 20 anos.

- Biodigestor. Custo inicial: US\$ 300 /m³ de gasômetro; custo anual de manutenção: 5% do custo inicial; custo anual de mão-de-obra: US\$ 50 /m³ de gasômetro; custo do gerador elétrico a biogás: US\$ 500 / m³ de biogás; subsídio para aquisição do equipamento: 0%; prazo para o consumidor pagar o financiamento do equipamento: 2 anos; prazo de carência para o início do pagamento: 0 anos; vida útil do equipamento: 20 anos.

- Coletor solar. Custo inicial: US\$ 200 /m² de placa coletora; custo anual de manutenção: 5% do custo inicial; subsídio para aquisição do equipamento: 0%; prazo para o consumidor pagar o financiamento do equipamento: 2 anos; prazo de carência para o início do pagamento: 0 anos; vida útil do equipamento: 20 anos.

- Gerador a diesel. Custo inicial (em função da potência nominal do gerador (Pn), dada em kW): US\$ 2217 Pn^{0,45}; custo anual de manutenção: 20% do custo inicial; custo do litro do óleo diesel: US\$ 0,44; custo do litro do óleo lubrificante: US\$ 2,76; custo do consumo de combustível (em função da potência nominal do gerador (Pn), dada em kW): US\$ 0,3591e^{-0,0255 Pn} / kWh; subsídio para aquisição do equipamento: 0%;

prazo para o consumidor pagar o financiamento do equipamento: 2 anos; prazo de carência para o início do pagamento: 0 anos; vida útil do equipamento: 20 anos.

- Eletrificação rural convencional. Custo médio da expansão da rede de distribuição rural: US\$ 5120 /km; custo da energia para um consumo de até 500 kWh/mês: US\$ 0,0672 /kWh; custo da energia para um consumo maior que 500 kWh/mês: US\$ 0,0789 /kWh; subsídio para expansão da rede: 90% do custo total da expansão; prazo para o consumidor pagar o financiamento da expansão: 5 anos; prazo de carência para o início do pagamento: 2 anos; vida útil do sistema: 30 anos.

- Banco de baterias. Custo inicial: US\$ 100 /kWh; subsídio para aquisição do equipamento: 0%; prazo para o consumidor pagar o financiamento do equipamento: 2 anos; prazo de carência para o início do pagamento: 0 anos; vida útil do equipamento: 4 anos.

- Taxas e prazos. Taxa de juros anual: 12%; período de realização da análise econômica: 20 anos.

Cargas:

- Cozimento (carga 1). Suficiente para atender 5 pessoas por dia.

- Energia elétrica (carga 2). Potências uniformemente distribuídas (8760 dados horários), variando de zero a 12 kW; probabilidade de perda de fornecimento de energia à carga (LPSP): 0%.

- Água quente (carga 3). Quantidade de água a ser aquecida diariamente: 300 litros; temperatura final desejada para a água: 40 °C; eficiência do reservatório térmico para manter a temperatura da água: 0,8; probabilidade de perda de fornecimento de energia à carga (LPSP): 0%.

Obs: as curvas de carga anual, realizadas em base diária, para energia elétrica e aquecimento de água são apresentadas na figura 7.1.

Combinações carga-fonte:

- Cozimento. Será utilizado somente o biogás.

- Energia elétrica. Serão utilizados o módulo fotovoltaico, gerador eólico, microcentral hidrelétrica, biodigestor e banco de baterias.

- Água quente. Serão utilizados a microcentral hidrelétrica, biodigestor e coletor solar.

Obs: A geração a diesel e a eletrificação rural convencional serão utilizadas para a realização de uma análise econômica comparativa com as demais fontes energéticas.

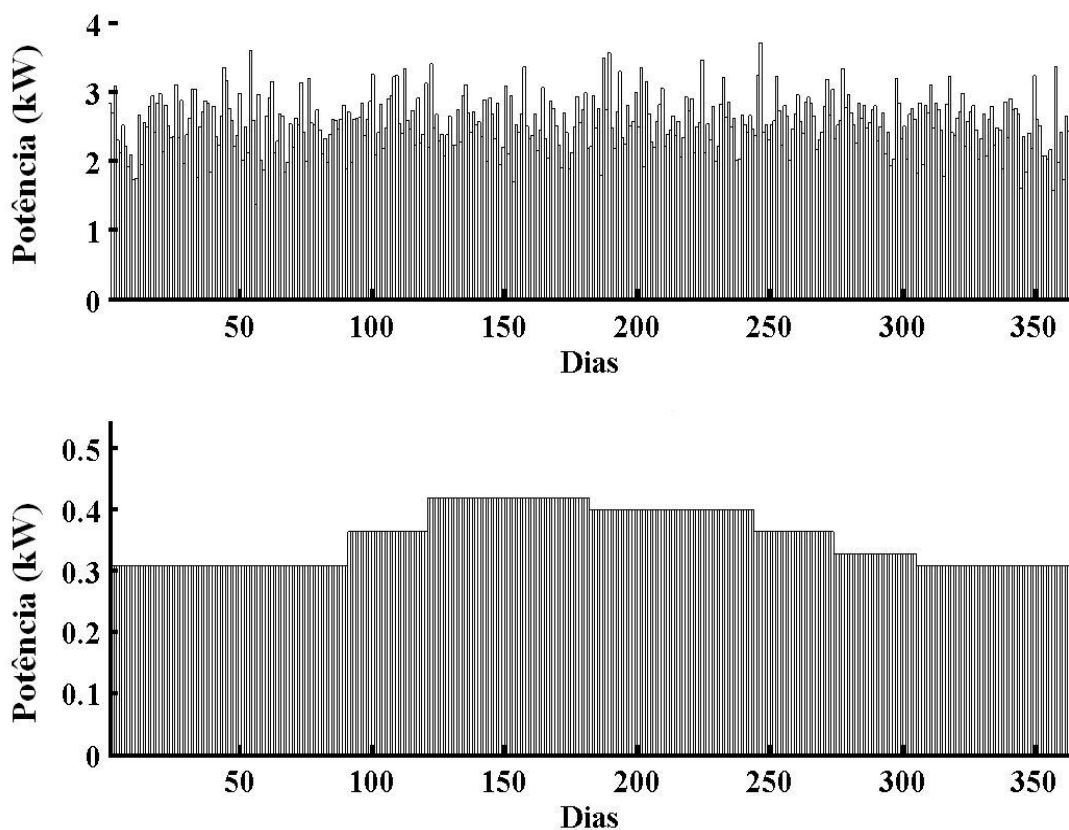


Figura 7.1. Curva de carga anual (base diária) para energia elétrica (ao alto) e água quente (embaixo).

7.3 Resultados das simulações realizadas para os diferentes métodos de dimensionamento

Utilizando os parâmetros fornecidos pelos fabricantes do módulo fotovoltaico e do gerador eólico, bem como os dados horários de radiação solar e velocidade do vento, foram calculados os valores das energias solar e eólica geradas a cada hora, a partir da utilização direta das séries históricas disponíveis, ou calculando-se as médias horárias conforme a metodologia apresentada no Capítulo 3 (subitens 3.3.4 e 3.4.3).

Nas tabelas 7.1 a 7.5, apresentadas a seguir, a primeira coluna, referente à definição dos parâmetros do dimensionamento, apresenta a seguinte nomenclatura:

- a₁ - número de módulos fotovoltaicos;
- a₂ - número de geradores eólicos;
- a₃ - número de baterias;
- a₄ - potência da microcentral hidrelétrica, kW (considerando o limite máximo em função da disponibilidade da vazão);
- a₅ - volume do biodigestor, m³ (considerando o limite máximo em função da disponibilidade dos dejetos animais);
- a₆ - área do coletor solar, m²;
- a₇ - energia total gerada, kWh/ano;
- a₈ - energia aproveitada para aquecimento de água, utilizando-se o excedente de energia elétrica gerada, kWh/ano;
- a₉ - energia útil efetivamente utilizada para as cargas, kWh/ano;
- a₁₀ - geração excedente de energia elétrica, kWh/ano;
- a₁₁ - carga total, kWh/ano;
- a₁₂ - carga não atendida, em função da LPSP estabelecida em projeto, kWh/ano;
- a₁₃ - custo total do sistema (considerando toda a vida útil do mesmo) convertido a valor presente, US\$;
- a₁₄ - custo da energia gerada pelo sistema, US\$/kWh.

As cargas 1, 2 e 3 referem-se, respectivamente, às necessidades de cozimento, energia elétrica e água quente.

A tabela 7.1 apresenta os resultados do dimensionamento de sistemas energéticos utilizando-se o método determinístico (discutido no subitem 6.3), o método probabilístico (discutido no subitem 6.4) e o método do dimensionamento otimizado (discutido no subitem 6.5). Para os dois últimos métodos, as energias solar e eólica são calculadas utilizando-se as séries históricas.

Tabela 7.1. Resultado do dimensionamento de sistemas energéticos utilizando-se diferentes metodologias de cálculo.

	Método determinístico			Método probabilístico			Dimensionamento otimizado		
	Cargas			Cargas			Cargas		
	1	2	3	1	2	3	1	2	3
a₁	-	-	-	-	-	-	-	-	-
a₂	-	11	-	-	1	-	-	2	-
a₃	-	-	-	-	21	-	-	54	-
a₄	-	-	-	-	4,80	-	-	2,92	0,13
a₅	1,95	-	-	1,95	8,85	-	1,95	0,19	-
a₆	-	-	3,44	-	-	7,55	-	-	5,94
a₁₁	2483	24795	3095	2483	24795	3095	2483	24795	3095
a₁₃		29894			34325			30484	
a₁₄		0,128			0,147			0,131	

Na tabela 7.1, a primeira coluna apresenta os itens de dimensionamento efetivamente calculados pelas diversas metodologias apresentadas. Para possibilitar a comparação do método determinístico com os demais métodos, considerou-se, para estes, uma probabilidade nula de perda de fornecimento de energia à carga, ou seja, LPSP=0%. Pelos resultados obtidos, verifica-se que nenhum dos métodos considerou a utilização de módulos fotovoltaicos, devido, basicamente, ao maior custo inicial dos mesmos, quando comparado com os custos dos demais dispositivos de conversão energética. Para o método determinístico, o número calculado de geradores eólicos foi bastante superior ao apresentado pelos demais métodos. Esse resultado justifica-se pelo fato do método não considerar, em seu dimensionamento, a existência de dispositivos para armazenamento energético (baterias), fazendo-se necessário um dimensionamento mais rigoroso da fonte energética, de modo que a mesma possa atender satisfatoriamente às necessidades da carga. Por outro lado, o método determinístico trabalha com um balanço energético anual, que busca igualar toda a energia gerada no período ao montante total da carga, sem considerar os reais déficits e excedentes energéticos que efetivamente ocorrem durante algumas horas do ano. Sendo assim, para esse método, o custo total do sistema e o custo por unidade energética apresentam-se menores, basicamente por serem utilizados apenas valores anuais totais de energia e não serem consideradas as características estocásticas da radiação solar e velocidade do vento. Os demais métodos (probabilístico e otimizado) consideram essas características, e apresentam um balanço energético horário para as

fontes e cargas, o que possibilita uma combinação mais apropriada das mesmas ao longo do ano, apresentando resultados de dimensionamento mais reais e confiáveis. O método probabilístico, no entanto, realiza um dimensionamento que pré-determina a utilização das fontes energéticas. Pela tabela 7.1, pode-se verificar uma prioridade na utilização do biogás e da geração hidrelétrica (até os limites disponíveis), ficando as demais fontes deslocadas para segundo plano, sendo utilizadas para complementarem as necessidades de carga ainda não atendidas. Esse dimensionamento, embora confiável, não resultará, a não ser por mero acaso, em um sistema de custo mínimo. O dimensionamento otimizado, por sua vez, além de confiável, garante o custo mínimo do sistema, conforme se verifica na tabela 7.1 (é interessante ressaltar, novamente, que o método determinístico, embora apresente custo menor, não é confiável, dada às inúmeras simplificações impostas no dimensionamento).

7.4 Resultados das simulações realizadas para o método do dimensionamento otimizado

Os resultados a seguir foram obtidos das simulações realizadas com o método do dimensionamento otimizado, a partir da variação de alguns dados e parâmetros relacionados ao sistema energético.

7.4.1 Dimensionamento com variação da LPSP

As tabelas 7.2 e 7.3 apresentam resultados de dimensionamento para uma probabilidade de perda de fornecimento de energia à carga (LPSP) de 0, 5, 10 e 15%. A primeira tabela utiliza séries horárias históricas para o cálculo das potências solar e eólica, e a segunda utiliza médias horárias. O dimensionamento apresentado na segunda coluna da tabela 7.2 (utilização de séries horárias históricas, LPSP=0% e demais parâmetros de entrada estabelecidos no início deste capítulo) será considerado, para fins de comparações posteriores, como o dimensionamento de referência.

Tabela 7.2. Resultado do dimensionamento otimizado de sistemas energéticos, utilizando-se séries históricas horárias para o cálculo das potências solar e eólica, e diferentes níveis de LPSP estabelecidos em projeto (0, 5, 10 e 15%).

	LPSP = 0%			LPSP = 5%			LPSP = 10%			LPSP = 15%		
	Cargas			Cargas			Cargas			Cargas		
	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3
a₁	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
a₂	-	2	-	-	2	-	-	1	-	-	1	-
a₃	-	54	-	-	46	-	-	40	-	-	35	-
a₄	-	2,92	0,13	-	2,77	0,12	-	2,75	-	-	2,74	-
a₅	1,95	0,19	-	1,95	-	-	1,95	1,52	-	1,95	-	-
a₆	-	-	5,94	-	-	5,64	-	-	6,79	-	-	6,37
a₇	2483	30562	7907	2483	29370	7512	2483	27470	8334	2483	26586	7836
a₈	-	-	4710	-	-	3836	-	-	2459	-	-	2063
a₉	-	24795	3095	-	24730	3094	-	24548	3093	-	24155	3092
a₁₀	-	5767	9522	-	4640	8254	-	2922	7700	-	2431	6807
a₁₁	2483	24795	3095	2483	24795	3095	2483	24795	3095	2483	24795	3095
a₁₂	-	-	-	-	65	1	-	247	2	-	640	3
a₁₃		30484			27443			25506			21847	
a₁₄		0,131			0,118			0,110			0,096	

Tabela 7.3. Resultado do dimensionamento otimizado de sistemas energéticos, utilizando-se médias horárias para o cálculo das potências solar e eólica, e diferentes níveis de LPSP estabelecidos em projeto (0, 5, 10 e 15%).

	LPSP = 0%			LPSP = 5%			LPSP = 10%			LPSP = 15%		
	Cargas			Cargas			Cargas			Cargas		
	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3
a₁	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
a₂	-	2	-	-	2	-	-	2	-	-	1	-
a₃	-	53	-	-	46	-	-	39	-	-	35	-
a₄	-	3,12	-	-	2,84	-	-	2,74	-	-	2,74	-
a₅	1,95	1,06	-	1,95	-	-	1,95	-	-	1,95	-	-
a₆	-	-	4,56	-	-	4,33	-	-	4,11	-	-	3,88
a₇	2483	32370	5614	2483	29769	5333	2483	29035	5053	2483	26531	4772
a₈	-	-	6079	-	-	4183	-	-	3704	-	-	1987
a₉	-	24795	3095	-	24749	3091	-	24615	3089	-	24204	3045
a₁₀	-	7575	8598	-	5020	6425	-	4420	5668	-	2327	3714
a₁₁	2483	24795	3095	2483	24795	3095	2483	24795	3095	2483	24795	3095
a₁₂	-	-	-	-	46	4	-	180	6	-	591	50
a₁₃		31105			26954			24613			21136	
a₁₄		0,133			0,116			0,106			0,093	

Observando as tabelas 7.2 e 7.3, verifica-se uma flexibilidade na realização do dimensionamento otimizado de sistemas energéticos, podendo o projetista, conforme a conveniência do projeto, estabelecer níveis desejados para a LPSP das cargas 2 e 3 (energia elétrica e aquecimento de água, respectivamente). Nas simulações apresentadas considerou-se o mesmo valor de LPSP para ambas as cargas (esses valores poderiam ser diferentes, a critério do projetista). Quanto maior o valor estabelecido para a LPSP, menor a exigência de confiabilidade para o sistema, e portanto, menos robusto o dimensionamento realizado e menores os custos obtidos. A carga não atendida (a_{12}) indica a perda de fornecimento de energia que ocorre em determinados períodos do ano. Esse déficit energético é distribuído ao longo do ano, de forma que nenhum período de n horas consecutivas possa apresentar percentuais de perdas maiores que o estabelecido pela LPSP (para este trabalho, considerou-se n igual a 72 horas, mas pode-se realizar simulações utilizando-se outros valores para esse parâmetro). A partir das tabelas 7.2 e 7.3 foram construídos os gráficos apresentados na figura 7.2, que permitem a visualização da variação da energia total gerada e do custo total das fontes renováveis em função dos diversos valores de LPSP assumidos no projeto (utilizando-se as séries históricas e médias horárias para o cálculo das energias solar e eólica).

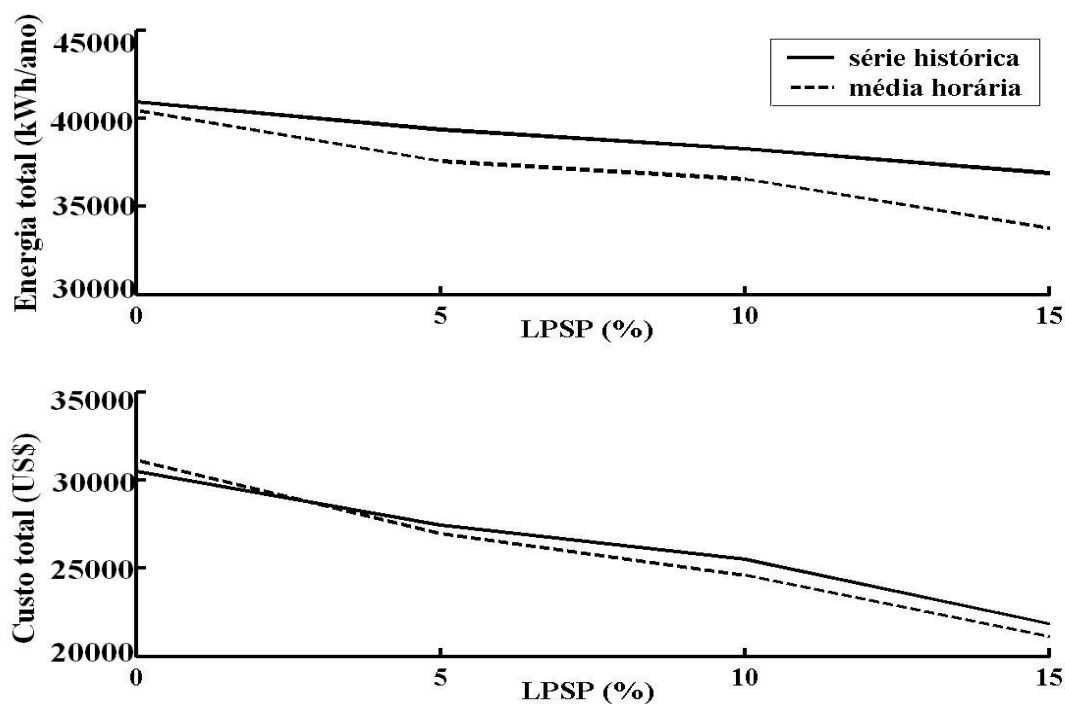


Figura 7.2. Variação da energia total gerada (no alto) e do custo total das fontes renováveis (embaixo) em função do valor da LPSP estabelecida em projeto, utilizando-se séries horárias históricas e médias horárias para o cálculo das potências solar e eólica.

Observando a figura 7.2, verifica-se claramente a tendência em obter-se um dimensionamento menos rigoroso (menor energia total gerada e menor custo de projeto) à medida que se diminui o valor da LPSP estabelecida em projeto ou adotam-se as médias horárias para o cálculo das energias solar e eólica. A utilização das médias horárias pode atenuar o cálculo das energias em alguns períodos – chamados críticos - que são caracterizados pelas menores incidências de radiação solar e menores velocidades do vento.

7.4.2 Dimensionamento com pré-determinação de algumas variáveis

A tabela 7.4 apresenta uma simulação onde as variações apresentadas consideram valores pré-definidos para algumas variáveis do dimensionamento (potência hidrelétrica e volume do biodigestor, em particular). Essas variáveis, destacadas em negrito na tabela, são fixadas com valores próximos aos obtidos no dimensionamento de referência, e com os novos resultados obtidos, permite-se verificar o comportamento geral do sistema (tal procedimento é viável com quaisquer variáveis).

Tabela 7.4. Resultado do dimensionamento otimizado de sistemas energéticos, utilizando-se séries históricas horárias para o cálculo das potências solar e eólica, e assumindo-se valores pré-definidos para algumas variáveis (as variáveis pré-definidas são a potência hidrelétrica e o volume do biodigestor, destacadas em negrito).

	Dimensionamento de referência			1ª Variação			2ª Variação			3ª Variação		
	Cargas			Cargas			Cargas			Cargas		
	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3
a₁	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-
a₂	-	2	-	-	2	-	-	2	-	-	3	-
a₃	-	54	-	-	54	-	-	54	-	-	60	-
a₄	-	2,92	0,13	-	3,00	0,00	-	3,00	0,00	-	2,50	0,00
a₅	1,95	0,19	-	1,95	0,00	0,00	1,95	0,50	0,00	1,95	0,50	0,00
a₆	-	-	5,94	-	-	7,55	-	-	7,55	-	-	7,55
a₇	2483	30562	7907	2483	31123	9260	2483	31309	9260	2483	29871	9260
a₈	-	-	4710	-	-	5134	-	-	5266	-	-	4138
a₉	-	24795	3095	-	24795	3095	-	24795	3095	-	24795	3095
a₁₀	-	5767	9522	-	6328	11299	-	6514	11431	-	5076	10303
a₁₁	2483	24795	3095	2483	24795	3095	2483	24795	3095	2483	24795	3095
a₁₂	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
a₁₃		30484			30838			31251			34195	
a₁₄		0,131			0,132			0,134			0,147	

Observando a tabela 7.4, pode-se verificar que todas as variações simuladas produzem um aumento do custo total do sistema, quando comparado ao custo do dimensionamento de referência. Esses resultados são justificáveis pois, apesar de todos os dimensionamentos minimizarem o custo do sistema, o dimensionamento de referência não fixa, a priori, o valor de quaisquer variáveis (a não ser no caso das limitações impostas pela própria fonte), e por isso possui maior grau de liberdade para a otimização do sistema.

7.4.3 Dimensionamento com variação de parâmetros econômicos

A tabela 7.5 simula a variação de alguns parâmetros econômicos estabelecidos nos dados de entrada. Assim, para a 1ª variação, considera-se que o custo inicial da geração fotovoltaica, inicialmente estabelecido em US\$ 5000 /kW, é reduzido para US\$ 1000 /kW. Para a 2ª variação, considera-se um aumento do subsídio dado para a aquisição de módulos fotovoltaicos, geradores eólicos e banco de baterias, de 0% para 50% do custo inicial. Para a 3ª variação, considera-se uma redução da taxa de juros de 12% para 6% ao ano.

Tabela 7.5. Resultado do dimensionamento otimizado de sistemas energéticos, utilizando-se séries históricas horárias para o cálculo das potências solar e eólica, e considerando-se a variação de alguns parâmetros econômicos estabelecidos inicialmente para o dimensionamento de referência.

	Dimensionamento de referência			1ª Variação			2ª Variação			3ª Variação		
	Cargas			Cargas			Cargas			Cargas		
	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3
a₁	-	-	-	-	116	-	-	-	-	-	-	-
a₂	-	2	-	-	1	-	-	2	-	-	2	-
a₃	-	54	-	-	40	-	-	60	-	-	54	-
a₄	-	2,92	0,13	-	2,70	0,15	-	2,80	0,13	-	2,92	0,13
a₅	1,95	0,19	-	1,95	-	-	1,95	-	-	1,95	0,19	-
a₆	-	-	5,94	-	-	4,27	-	-	5,94	-	-	5,94
a₇	2483	30562	7907	2483	35380	6036	2483	29588	7907	2483	30562	7907
a₈	-	-	4710	-	-	8693	-	-	3951	-	-	4710
a₉	-	24795	3095	-	24795	3095	-	24795	3095	-	24795	3095
a₁₀	-	5767	9522	-	10585	11634	-	4793	8763	-	5767	9522
a₁₁	2483	24795	3095	2483	24795	3095	2483	24795	3095	2483	24795	3095
a₁₂	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
a₁₃		30484			29260			20911			37852	
a₁₄		0,131			0,125			0,090			0,112	

Pode-se verificar, observando a tabela 7.5, que a variação de parâmetros econômicos do sistema pode produzir dimensionamentos, por vezes, completamente diferentes do inicialmente estabelecido como referência. A 1ª variação mostra claramente o grande aumento na quantidade de módulos fotovoltaicos quando ocorre uma diminuição drástica do custo inicial dos mesmos. Como consequência, o custo total do sistema e o custo da energia gerada também são reduzidos. A 2ª variação, contemplando um possível cenário que estabeleça subsídios para algumas fontes energéticas, apresenta um aumento na quantidade inicial das baterias e uma diminuição no dimensionamento da microcentral hidrelétrica e do biodigestor, provocando uma redução dos custos associados ao sistema. Por fim, a 3ª variação, onde ocorre uma diminuição da taxa de juros anual, apresenta um dimensionamento exatamente igual ao estabelecido na referência. Neste caso, o que muda são os custos associados ao sistema, onde, paradoxalmente, o custo total aumenta, e o custo da energia diminui. Esse comportamento é característico de fontes renováveis, onde o custo total do sistema está mais concentrado no período inicial da realização da análise econômica (estabelecido nos dados de entrada como sendo 20 anos), enquanto que a energia total gerada está distribuída de maneira uniforme ao longo do período.

7.4.4 Custo comparativo das fontes energéticas

A tabela 7.6 apresenta um quadro-resumo com os custos comparativos calculados para as fontes energéticas, destacando-se o custo total do projeto convertido a valor presente (US\$), o custo total da energia gerada (US\$/kWh), o custo limite do óleo diesel (US\$/litro) e a distância limite da rede de distribuição rural (km). O custo limite do óleo diesel representa o máximo custo do litro do combustível (incluindo transporte, impostos, etc), para que a geração a diesel apresente maior viabilidade econômica comparativa (em relação às fontes renováveis e eletrificação rural). De modo semelhante, a distância limite da rede de distribuição rural representa a distância máxima de expansão da rede, para que a eletrificação rural apresente maior viabilidade econômica comparativa (em relação às fontes renováveis e geração a diesel). As fontes energéticas estão representadas na tabela pelas siglas FR, DI e ER (fontes renováveis, geração a diesel e eletrificação rural convencional, respectivamente). As cargas estão representadas pelos números 1, 2 e 3 (cozimento, energia elétrica e aquecimento de água, respectivamente).

Na 1ª variação considera-se um aumento do subsídio dado para a expansão da rede de distribuição rural, de 90% para 95% do custo total. Na 2ª variação considera-se um aumento do subsídio dado para o litro do óleo diesel, de 0% para 90% do custo inicial. Na 3ª variação consideram-se as duas condições anteriores, ocorrendo simultaneamente.

Tabela 7.6. Quadro-resumo de custos comparativos.

	Fontes energéticas e cargas	Dimensionamento de referência	1ª Variação	2ª Variação	3ª Variação
Custo total do projeto em VP (US\$)	FR (1, 2 e 3)	30484	30484	30484	30484
	FR (2 e 3)	28839	28839	28839	28839
	DI (2 e 3)	73595	73595	24276	24276
	ER (2 e 3)	39924	28055	39924	28055
Custo da energia (US\$/kWh)	FR (1, 2 e 3)	0,131	0,131	0,131	0,131
	FR (2 e 3)	0,136	0,136	0,136	0,136
	DI (2 e 3)	0,346	0,346	0,114	0,114
	ER (2 e 3)	0,188	0,132	0,188	0,132
Custo limite do óleo diesel (US\$/litro)	FR (1, 2 e 3)	-	-	-	-
	FR (2 e 3)	0,085	0,085	0,085	0,085
	DI (2 e 3)	-	-	-	-
	ER (2 e 3)	0,180	0,079	0,180	0,079
Distância limite da RDR (km)	FR (1, 2 e 3)	-	-	-	-
	FR (2 e 3)	26,63	53,27	26,63	53,27
	DI (2 e 3)	120,92	241,84	17,04	34,08
	ER (2 e 3)	-	-	-	-

Verifica-se, na tabela 7.6, que todas as fontes energéticas são utilizadas para suprir as cargas 2 e 3 (o que permite uma comparação entre as fontes), sendo que a carga 1 (cozimento), por suas características inerentes, está sendo suprida somente por uma fonte renovável, o biogás. Na 1ª variação pode-se observar uma redução do custo total do projeto e do custo total da energia fornecida pela eletrificação rural convencional, devido ao aumento do subsídio dado para a expansão da rede. O custo limite do óleo diesel, em relação à eletrificação convencional também diminui, ou seja, para que a geração a diesel seja economicamente viável em relação à eletrificação, o custo máximo do litro do óleo diesel não poderá exceder US\$ 0,079. A distância limite para expansão da rede de distribuição rural aumenta, tanto em relação às fontes renováveis como em relação à geração a diesel. De modo semelhante, para que a eletrificação rural seja economicamente viável em relação às demais fontes, a expansão da rede não poderá exceder a distância de 53,27 km (quando comparada às fontes renováveis) ou 241,84 km (quando comparada à

geração a diesel). Na 2ª variação, devido ao aumento do subsídio dado para o litro do óleo diesel, os custos associados à geração a diesel diminuem, tornando-a mais barata que as demais fontes energéticas. A distância limite para expansão da rede de distribuição rural, em relação à geração a diesel, diminui para 17,04 km. A 3ª variação, semelhante às anteriores, produz uma diminuição nos custos associados à geração a diesel e à eletrificação rural, simultaneamente. Neste caso, a distância limite para expansão da rede de distribuição rural, em relação à geração a diesel, passa para 34,08 km, valor intermediário ao obtido nas duas variações anteriores.

7.4.5 Balanço energético detalhado

A tabela 7.7 apresenta uma parcela do balanço energético realizado durante o processo de simulação, utilizando-se séries históricas horárias para o cálculo das potências solar e eólica, e valores de LPSP de 10% e 50%, respectivamente para as cargas 2 e 3. A tabela destaca o período compreendido entre as horas 5892 e 5912.

A nomenclatura apresentada na tabela 7.7 é a seguinte:

C_1 , C_2 e C_3 - demanda energética horária das cargas 1, 2 e 3, respectivamente, kWh;

Ger - energia horária gerada, kWh;

Arm - energia horária armazenada para as cargas 2 e 3 (para a carga 2, o armazenamento energético ocorre no banco de baterias, e para a carga 3, o armazenamento ocorre no reservatório térmico, em forma de água quente), kWh;

Def /Exc - déficit horário de energia ou excedente horário de energia, respectivamente (no caso da ocorrência de déficit energético, o valor apresentado será negativo, e na ocorrência de excedente energético, o valor será positivo), kWh.

Tabela 7.7. Parcela do balanço energético obtido no dimensionamento otimizado dos sistemas, utilizando-se séries históricas horárias para o cálculo das potências solar e eólica, e valores de LPSP de 10% e 50%, respectivamente para as cargas 2 e 3.

Hora	Carga 1 (kWh)			Carga 2 (kWh)				Carga 3 (kWh)			
	C ₁	Ger	Def-Exc+	C ₂	Ger	Arm	Def-Exc+	C ₃	Ger	Arm	Def-Exc+
5892	0,68	0,68	0,00	2,13	3,45	9,42	0,00	0,00	1,50	4,88	0,00
5893	0,68	0,68	0,00	2,28	3,14	10,27	0,00	0,00	0,84	5,72	0,00
5894	0,68	0,68	0,00	10,12	3,15	3,31	0,00	0,00	0,86	6,58	0,00
5895	0,68	0,68	0,00	10,68	3,04	0,00	-4,33	0,00	0,79	7,37	0,00
5896	0,68	0,68	0,00	6,26	3,01	0,00	-3,25	0,00	0,67	8,04	0,00
5897	0,68	0,68	0,00	7,42	2,97	0,00	-4,45	0,00	0,10	8,14	0,00
5898	0,68	0,68	0,00	8,52	4,07	0,00	-4,45	0,00	0,11	8,24	0,00
5899	0,00	0,00	0,00	8,72	3,85	0,00	-4,87	8,73	0,00	0,00	-0,48
5900	0,00	0,00	0,00	0,86	2,92	2,06	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5901	0,00	0,00	0,00	4,05	3,18	1,19	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5902	0,00	0,00	0,00	0,76	2,75	3,18	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5903	0,00	0,00	0,00	1,21	2,75	4,72	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5904	0,00	0,00	0,00	0,72	3,43	7,44	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5905	0,00	0,00	0,00	0,11	3,45	10,78	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5906	0,00	0,00	0,00	0,89	3,03	12,92	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5907	0,00	0,00	0,00	0,12	3,63	16,42	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5908	0,00	0,00	0,00	0,04	2,77	19,15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5909	0,00	0,00	0,00	0,51	2,82	21,47	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5910	0,00	0,00	0,00	0,84	2,76	23,39	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5911	0,00	0,00	0,00	3,78	2,75	22,36	0,00	0,00	0,15	0,15	0,00
5912	0,00	0,00	0,00	0,09	2,76	25,03	0,00	0,00	0,10	0,25	0,00

As figuras 7.3 e 7.4 mostram os gráficos construídos a partir dos resultados numéricos obtidos no balanço energético (calculados integralmente no software e apresentados parcialmente na tabela 7.7). Os gráficos da figura 7.3 mostram a ocorrência de déficits e excedentes energéticos relativos à carga 2 (energia elétrica) ao longo de todo o ano (no alto), e no período do ano onde a ocorrência dos déficits é maior (embaixo). A partir da linha horizontal, estabelecida no ponto de referência zero, os valores acima indicam os excedentes de energia gerada, que não são efetivamente utilizados ou armazenados, e os valores abaixo indicam os déficits de energia ocorridos, que são limitados pela LPSP estabelecida em projeto.

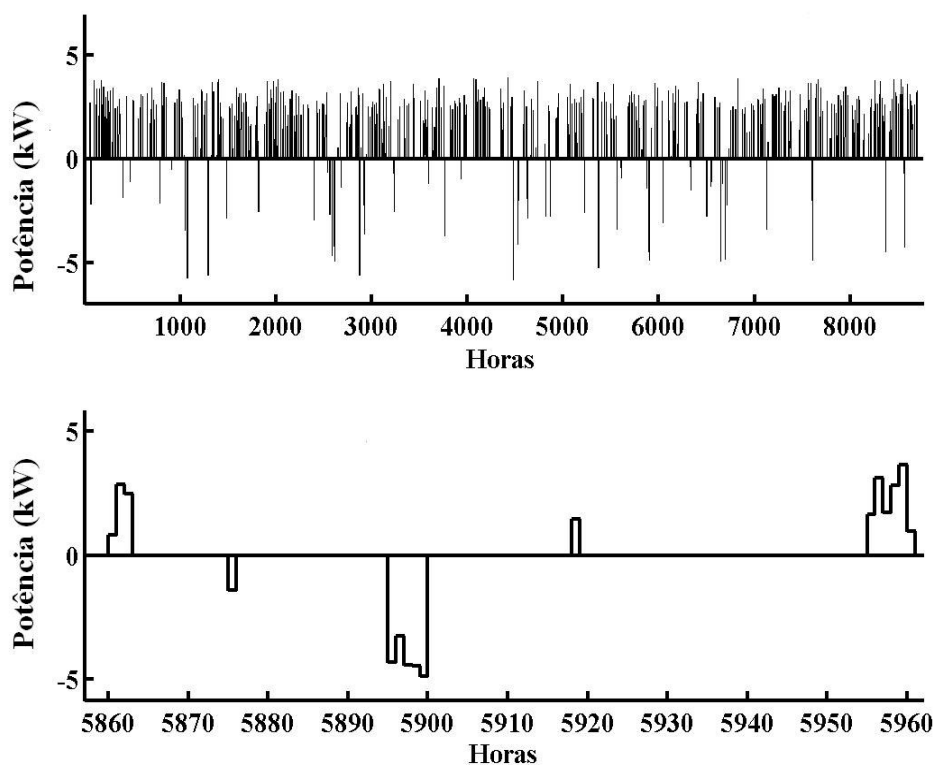


Figura 7.3. Excesso/déficit de geração de energia elétrica ao longo do ano (no alto) e detalhe do período crítico do ano onde ocorre o maior déficit (embaixo).

De modo semelhante à figura anterior, a figura 7.4 apresenta os mesmos gráficos para a carga 3 (água quente), mostrando a ocorrência de déficits e excedentes energéticos que ocorrem ao longo do ano (ao alto) e destacando o período do ano de maior déficit energético (embaixo). Os excedentes energéticos que ocorrem, bastante acentuados em vários períodos do ano, indicam que as temperaturas finais da água devem ultrapassar as temperaturas desejadas estabelecidas nos dados iniciais do projeto, em função da maior disponibilidade dos recursos energéticos naturais nesses períodos. Os déficits energéticos, por sua vez, indicam que as temperaturas finais da água devem ficar aquém das temperaturas desejadas, ocorrência bastante comum nas épocas mais frias do ano, conforme se verifica nos gráficos.

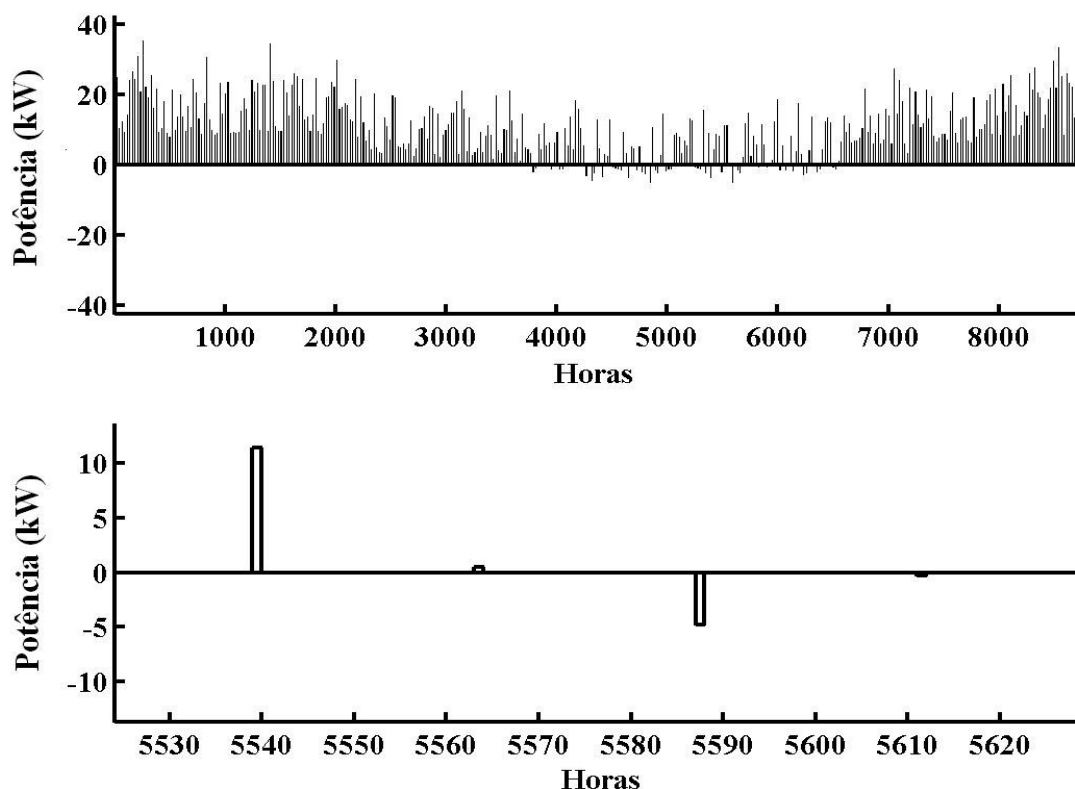


Figura 7.4. Excesso/déficit de produção de água quente ao longo do ano (no alto) e detalhe do período crítico do ano onde ocorre o maior déficit (embaixo).

7.5 Conclusões

A partir de todos os resultados obtidos e discussões realizadas, verifica-se que o modelo de dimensionamento desenvolvido introduz uma metodologia inovadora, com grande flexibilidade para a realização de inúmeras simulações, comparações e análises, apresentando resultados bastante detalhados e confiáveis. A comparação dos diferentes modelos apresentados na literatura (determinístico e probabilístico) com o modelo de dimensionamento otimizado desenvolvido neste trabalho, permite salientar as vantagens e desvantagens apresentadas pelos mesmos.

CAPÍTULO 8

CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

8.1 Introdução

Este trabalho propôs o desenvolvimento de um modelo para dimensionamento de sistemas energéticos integrados em áreas rurais isoladas, a partir dos recursos naturais renováveis existentes no local, como radiação solar, velocidade do vento, vazão de água e biomassa. Os dispositivos de conversão energética são dimensionados considerando uma combinação ótima entre os recursos energéticos disponíveis e as cargas a serem supridas ao longo do ano. Entende-se por combinação ótima aquela que resulta num sistema energético de custo mínimo que atende a um determinado nível de confiabilidade previamente estabelecido. Essa confiabilidade é quantificada pela probabilidade de perda de fornecimento de energia à carga, e considera a disponibilidade de todos os recursos energéticos, assim como o comportamento estocástico da radiação solar e velocidade de vento.

As necessidades energéticas consideradas para uma propriedade rural típica podem ser agrupadas, de maneira geral, em três categorias: energia para cozimento, energia para aquecimento de água e energia para produção de eletricidade. Os dispositivos de conversão energética utilizados são os módulos fotovoltaicos, geradores eólicos, coletores solares, biodigestores, microcentrais hidrelétricas e baterias de chumbo-ácido.

Na revisão bibliográfica realizada foram encontrados diversos modelos desenvolvidos para o dimensionamento de sistemas integrados, que podem ser genericamente classificados como métodos determinísticos e métodos probabilísticos. Os métodos determinísticos não consideram o comportamento estocástico da radiação solar e da velocidade do vento, nem tampouco utilizam dispositivos para armazenamento energético. Os recursos energéticos são normalmente considerados por seus valores médios

anuais. Os métodos probabilísticos, apesar de considerarem o comportamento estocástico das fontes energéticas, pré-determinam a utilização dos dispositivos de conversão, e não realizam uma otimização do sistema considerando os critérios de custo mínimo e confiabilidade. Essas particularidades motivaram a realização deste trabalho, que resultou no desenvolvimento de um modelo que vem a contemplar essas necessidades. O capítulo 6 apresenta as principais metodologias de dimensionamento de sistemas integrados de energia encontradas na literatura, e discute, com detalhes, os fundamentos e inovações apresentadas pela metodologia desenvolvida neste trabalho.

O dimensionamento otimizado de sistemas energéticos integrados é baseado em técnicas de simulação e programação linear, e foi desenvolvido utilizando-se recursos do software MATLAB 6.0. O cálculo do índice de confiabilidade do sistema é realizado para períodos de horas consecutivas, que podem ser flexibilizadas conforme a conveniência do projeto, impedindo que eventuais déficits de energia fiquem concentrados em algumas épocas do ano. Desse modo, pode-se controlar a frequência e duração dos déficits energéticos, garantindo que o nível de confiabilidade desejado seja respeitado para todos os períodos consecutivos considerados. Pode-se também estabelecer, a priori, as combinações mais apropriadas dos dispositivos de conversão energética com as diferentes categorias de carga, excluindo eventuais dispositivos (ou recursos energéticos naturais) não disponíveis para o dimensionamento. Todos os custos envolvidos no dimensionamento do sistema são convertidos a valor presente - custos de aquisição dos equipamentos, instalação, operação, manutenção, transporte, etc - permitindo ao modelo a realização de uma análise econômica comparativa com outros sistemas energéticos, como eletrificação rural convencional e geração a diesel, considerando, inclusive, a possibilidade de quaisquer dos sistemas serem subsidiados. Nesta análise, calcula-se também a distância limite para ampliação das redes de distribuição rural, para que estas apresentem maior viabilidade econômica em relação às fontes renováveis. De modo semelhante, calcula-se o preço limite do litro do óleo diesel (já incorporado o custo do transporte), para que a geração a diesel apresente maior viabilidade econômica comparativa.

A partir do modelo apresentado, inúmeras simulações são realizadas visando à comparação e análise de diferentes cenários e metodologias. A comparação com as metodologias determinísticas e probabilísticas, tais como apresentadas na literatura, mostra que o modelo desenvolvido neste trabalho apresenta algumas vantagens significativas, já

que incorpora e integra conceitos bastante relevantes para o dimensionamento integrado de sistemas energéticos.

8.2 Contribuições efetivas deste trabalho

Pode-se salientar, como contribuições efetivas deste trabalho: incorporação de um modelo estatístico para representar as variáveis estocásticas (radiação solar e velocidade do vento); realização de uma otimização real do sistema, sem pré-determinar a utilização de quaisquer fontes energéticas; possibilidade de distribuir os déficits energéticos ao longo do ano, conforme interesse do projetista; ampla flexibilidade para variação de quaisquer dados ou parâmetros do projeto, possibilitando uma análise precisa do comportamento do sistema; incorporação de todos os possíveis parâmetros econômicos associados ao dimensionamento, inclusive dados referentes a subsídios, prazos e taxas de financiamento, períodos de carência para o início do pagamento, etc. Os dimensionamentos realizados são apresentados no capítulo 7, e contemplam a utilização de séries históricas ou médias horárias para radiação solar e velocidade do vento, a utilização de diferentes níveis de confiabilidade pré-estabelecidos, a utilização de diferentes cenários econômicos, etc. São apresentados também gráficos e tabelas referentes ao balanço energético calculado.

Em síntese, o modelo desenvolvido apresenta uma nova concepção para o dimensionamento de fontes energéticas integradas, apresentando resultados robustos e confiáveis.

8.3 Sugestões para trabalhos futuros

As sugestões para trabalhos futuros são:

- utilizar outros métodos para geração e tratamento estatístico dos dados de radiação solar e velocidade do vento, tais como geração sintética de dados, extrapolação de dados e simulação estocástica;
- considerar, na modelagem de sistemas fotovoltaicos, a utilização de sistemas de rastreamento do sol, que, embora mais caros, apresentam maior eficiência no aproveitamento da radiação solar incidente;

- incorporar no modelo de dimensionamento a utilização de microturbinas a gás, que apresentam custo e eficiência bastante competitivos, além de outros possíveis dispositivos de conversão energética;
- considerar a possibilidade de comercialização do excedente energético para outras propriedades ou comunidades rurais, atuando como produtor independente de energia;
- comparar a otimização econômica apresentada no modelo com a otimização na utilização dos recursos naturais, e verificar os impactos ambientais decorrentes. Quantificar e inserir no modelo os efeitos nocivos causados ao meio ambiente por fontes energéticas poluidoras (geração a diesel, por exemplo);
- incorporar um modelo de falha dos equipamentos, tendo em vista que as análises apresentadas consideram que os equipamentos são 100% disponíveis (confiáveis);
- adotar cenários de crescimento de carga, com a possibilidade de acrescentar novos equipamentos de geração ao longo do tempo (expansão dinâmica da geração);
- utilizar a análise exérgica derivada do 2º Princípio da Termodinâmica para o planejamento integrado dos recursos naturais;
- avaliar os enfoques da concessionária e da sociedade no dimensionamento de sistemas integrados de energia no meio rural;
- considerar externalidades como geração de empregos, minimização de emissões, aumento do desenvolvimento sustentável, aumento da independência energética, etc.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] RAMAKUMAR, R. Energizing Rural Areas of Developing Countries Using IRES. *Energy Conversion Engineering Conference. Proceeding of the 31st Intersociety.*, v.3, p.1536-1541, 1996.
- [2] MINISTÉRIO DA CIÊNCIA E TECNOLOGIA. *Situação e Perspectivas das Novas Fontes de Energia Renovável no Brasil – Histórico Recente das Renováveis*. Relatório elaborado para o MCT, dentro do projeto BRA/95/G31, sob o contrato nº 99/117, com o Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento – PNUD, 2000.
- [3] FORO PERMANENTE DE ENERGIAS RENOVÁVEIS. Ações para o Desenvolvimento das Energias Renováveis no Brasil. In: *O Estado das Energias Renováveis no Brasil*. IV Encontro. Recife, 6 a 9 de outubro de 1998.
- [4] TOLMASQUIM, M.T; TIAGO FILHO, G. L.. Pequenas Centrais Hidroelétricas. In: *Fontes Renováveis de Energia no Brasil*. Rio de Janeiro: Editora Interciência: CENERGIA, 2003. p. 163-206.
- [5] WILLIS, H. L.; SCOTT, W. G. *Distributed Power Generation: Planning and Evaluation*. New York: Marcel Dekker, Inc. , 2000.
- [6] HADDAD, J.; GAMA, P. H. R. P. Tarifação de Energia Elétrica. In: *Conservação de Energia. Eficiência Energética de Instalações e Equipamentos*. Itajubá: Editora da EFEI, 2001. p.113-148.
- [7] REIS, L. B. *Geração de Energia Elétrica: Tecnologia, Inserção Ambiental, Planejamento, Operação e Análise de Viabilidade*. 3^a edição. Barueri (SP): Editora Manole, 2003.
- [8] RAMAKUMAR, R.; SHETTY, P. S.; ASHENAY, K. A Linear Programming Approach to the Design of Integrated Renewable Energy Systems for Developing Countries. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, New York, v.EC-1, n. 4, p.18-24, Dec. 1986.
- [9] RAMAKUMAR, R.; BUTLER, N. G.; RODRIGUEZ, A. P. Economic Aspects of Advanced Energy Technologies. *IEEE Proceedings*, v.81, n. 3, p.318-331, Mar. 1993.
- [10] ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. *Resolução nº 652*, de 09 de dezembro de 2003. Estabelece os critérios para o enquadramento de aproveitamento hidrelétrico na condição de Pequena Central Hidrelétrica (PCH).
- [11] BALARIM, C. R.; TARGA, L. A.; SANTANA, R. F. Estimativa de Custo para Implantação de Microcentrais Hidrelétricas com Potências de 20, 30, 50, 75 e 100 kW. *Revista Energia na Agricultura*, Botucatu, v. 13(3). p. 45-54, 1997.

- [12] ELETROBRÁS, MINISTÉRIO DAS MINAS E ENERGIA. *Manual de Microcentrais Hidrelétricas*. Rio de Janeiro: MME, 1985.
- [13] BALARIM, C. R.; LAROCCHA JR, J.; TARGA, L. A. Estimativa de Custo para Implantação de Microcentrais Hidrelétricas com Potências de 5, 10 e 15 kW. *Revista Engenharia Agrícola*, Jaboticabal, v. 17, n. 3, p. 1-8, 1998.
- [14] FORO PERMANENTE DE ENERGIAS RENOVÁVEIS. O Fórum Permanente de Energias Renováveis e o Desenvolvimento das Energias Solar, Eólica, da Biomassa e das Pequenas Centrais Hidroenergéticas. In: *O Estado das Energias Renováveis no Brasil*. IV Encontro. Recife, 6 a 9 de outubro de 1998.
- [15] FARRET, F. A. *Aproveitamento de Pequenas Fontes de Energia Elétrica*. Santa Maria: Ed. da UFSM, 1999.
- [16] WANG, L.; JINA-YI, S. Effects of Long-Shunt and Short-Shunt Connections on Voltage Variations of a Self-Excited Induction Generator. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, New York, v.12, n. 4, p.368-374, 1995.
- [17] BONERT, R.; RAJAKARUNA, S. Self-Excited Induction Generator with Excellent Voltage and Frequency Control. *IEEE Proceedings*, Part C, v.145, n. 1, p.33-39, 1998.
- [18] QUISPE, E. C.; ARIAS, R. D.; QUINTERO, J. E. A New Voltage Regulator for Self-Excited Induction Generator – Design, Simulation and Experimental Results. *IEEE International Electrical Machines and Drives Conference Record*, Milwaukee, USA, p.TB1-7.1-TB1-7.3, 1997.
- [19] MARRA, E. G.; POMILIO, J. A. Sistemas de Geração Baseados em Gerador de Indução Operando com Tensão Regulada e Freqüência Constante. *SBA Controle e Automação*, v.11, n. 1, p.29-36, 2000.
- [20] RAMAKUMAR, R.; ABOUZHR, I.; KRISHNAN, K. et al. Design Scenarios for Integrated Renewable Energy Systems. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, New York, v.10, n. 4, p.736-746, Dec. 1995.
- [21] CAMARGO, I. *Noções Básicas de Engenharia Econômica – Aplicações ao Setor Elétrico*. Brasília: FINATEC, 1998.
- [22] RAMAKUMAR, R; BIGGER, J. E. Photovoltaic Systems. *IEEE Proceedings*. v.81, n. 3, p.365-376, Mar. 1993.
- [23] ABREU, S. L. Estações Solarimétricas – Instrumentos de Medição e Sistemas de Aquisição de Sinais. In: *Fontes não Convencionais de Energia – As tecnologias Solar, Eólica e de Biomassa*. 3ª edição. Florianópolis: LABSOLAR – UFSC, 2000. p. 101-114.

- [24] PEREIRA, E. B. A Variabilidade Climática no Brasil e o Recurso Solar. In: *Fontes não Convencionais de Energia – As tecnologias Solar, Eólica e de Biomassa*. 3ª edição. Florianópolis: LABSOLAR – UFSC, 2000. p. 149-158.
- [25] SANTOS, C. B. *Análise de Sistemas Fotovoltaicos para Geração de Energia Elétrica*. Florianópolis, 1997. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Centro Tecnológico, Universidade Federal de Santa Catarina.
- [26] RUTHER, R. Panorama Atual da Utilização da Energia Solar Fotovoltaica e o Trabalho do LABSOLAR nesta Área. In: *Fontes não Convencionais de Energia – As tecnologias Solar, Eólica e de Biomassa*. 3ª edição. Florianópolis: LABSOLAR – UFSC, 2000. p. 11-29.
- [27] GOLDEMBERG, J. *Energia no Brasil*. Rio de Janeiro: Livros Técnicos e Científicos, 1979.
- [28] VEISSID, N.; BELOTO, A. F.; LEITE, N. F. Experimentos Célula Solar 1 e 2 dos Satélites SCD1 e SCD2 do INPE. In: *Fontes não Convencionais de Energia – As tecnologias Solar, Eólica e de Biomassa*. 3ª edição. Florianópolis: LABSOLAR – UFSC, 2000. p. 171-190.
- [29] 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.
- [30] RAUSCHENBACH, H. S. *Solar Cell Array Design Handbook*. Van Nostrand Reinhold Company, New York, p. 55-60, 1980.
- [31] MALENGRET, M. Design of a Sinewave Inverter for Alternative Energy. *Africon'92 Proceedings, 3rd African Conference*, p. 95-98, Sep. 1992.
- [32] CHAKRAVORTI, A. K.; EMANUEL, A. E. Design, Analysis and Limitations of a DC-to-AC Converter Usable for Interfacing Alternative Energy Sources and Energy Storage Systems with the Utility Grid. *Power Electronics Specialists Conference*, p.595-601, 1993.
- [33] CYGANSKI, D.; ORR, J. A.; CHAKRAVORTI, A. K. et al. Current and Voltage Harmonic Measurements and Modeling at the Gardner Photovoltaic Project. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v.4, n. 1, p.800-809, Jan. 1989.
- [34] MACIEL, N. F.; LOPES, J. D. S. *Energia Solar para o Meio Rural – Fornecimento de Eletricidade*. Viçosa: CPT, 1999.
- [35] KELLOGG, W. D.; NEHRIR, M. H.; VENKATARAMANAN, G. et al. Generations Unit Sizing and Cost Analysis for Stand-Alone Wind, Photovoltaic, and Hybrid Wind/PV Systems. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, v.13, n. 1, p.70-75, Mar. 1998.

- [36] BARROSO, S. S.; MARTINS, P. M.; TORRES, M. E. L et al. Avaliação Econômica Comparativa entre Sistemas Solar Fotovoltaico, Conjunto Moto-Gerador e Rede de Distribuição Rural para Suprimento a Pequenas Propriedades e Escolas Rurais. In: VII Congresso Brasileiro de Energia (1996: Rio de Janeiro). *Anais...* Rio de Janeiro: UFRJ, Coordenação dos Programas de Pós-Graduação de Engenharia, 1996. p. 509-518.
- [37] BILLINTON, R.; KARKI, R. Capacity Expansion of Small Isolated Power Systems Using PV and Wind Energy. *IEEE Transactions on Power Systems*, v.16, n. 4, p.892-897, Nov. 2001.
- [38] MESQUITA, L. C. S. Panorama Atual da Utilização de Aquecimento Solar. In: *Fontes não Convencionais de Energia – As tecnologias Solar, Eólica e de Biomassa*. 3ª edição. Florianópolis: LABSOLAR – UFSC, 2000. p. 31-47.
- [39] ABREU, S. L. Utilização da Energia Solar em Substituição a Chuveiros Elétricos. In: *Fontes não Convencionais de Energia – As tecnologias Solar, Eólica e de Biomassa*. 3ª edição. Florianópolis: LABSOLAR – UFSC, 2000. p. 123-136.
- [40] POMPERMAYER, M. L. Coletores Solares Residenciais: Uma Alternativa na Substituição do Sistema Convencional de Aquecimento de Água. VII Congresso Brasileiro de Energia (1996: Rio de Janeiro). *Anais...* Rio de Janeiro: UFRJ, Coordenação dos Programas de Pós-Graduação de Engenharia, 1996. p. 130-137.
- [41] COLLE, F. Simulação Computacional de um Coletor Solar Integrado a Chuveiro Elétrico. In: *Fontes não Convencionais de Energia – As tecnologias Solar, Eólica e de Biomassa*. 2ª edição. Florianópolis: LABSOLAR – UFSC, 1999. p. 137-154.
- [42] RAMAKUMAR, R.; ABOUZAHAR, I.; ASHENAYI, K. A Knowledge-Based Approach to the Design of Integrated Renewable Energy Systems. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, New York, v.7, n. 4, p.648-659, Dec. 1992.
- [43] SALAMEH, Z. M.; BOROWY, B. S.; AMIN, A. R. A. Photovoltaic Module-Site Matching Based on the Capacity Factors. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, San Francisco, v.10, n. 2, p.326-332, Jun. 1995.
- [44] PAPOULIS, A. *Probability, Random Variables and Stochastic Processes*. New York: McGraw-Hill Book Company, 1965.
- [45] MORAN, P. A. P. *An Introduction to Probability Theory*. London: Oxford University Press, 1968.
- [46] REGUSE, W. Panorama Atual de Utilização da Energia Eólica. In: *Fontes não Convencionais de Energia – As tecnologias Solar, Eólica e de Biomassa*. 3ª edição. Florianópolis: LABSOLAR – UFSC, 2000. p. 49-64.
- [47] SCHLAEPFER, A. E. D. Energia Eólica. *Revista Telebrás*. Brasília, ano IV, nº 1, nº de série 13, p. 3-13, mar. 1980.

- [48] SLOOTWEG, J. G.; HAAN, S. W. H.; POLINDER, H. et al. Modeling Wind Turbines in Power System Dynamics Simulations. *IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*, v. 1, p. 22-26, 2001.
- [49] MULJADI, E.; BUTTERFIELD, C. P. Pitch-Controlled Variable-Speed Wind Turbine Generation. *IEEE Transactions on Industry Applications*, v.37, n. 1, p.240-246, Feb. 2001.
- [50] DALENCE, G. W. H. *Modelagem Probabilística de Fontes Eólicas de Energia Integradas em Sistema de Potência Convencional*. Florianópolis, 1990. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Centro Tecnológico, Universidade Federal de Santa Catarina.
- [51] INGHAM, J. M. Biomassa no Mundo e no Brasil. In: *Fontes não Convencionais de Energia – As tecnologias Solar, Eólica e de Biomassa*. 3ª edição. Florianópolis: LABSOLAR – UFSC, 2000. p. 65-74.
- [52] MINISTÉRIO DAS MINAS E ENERGIA. *Biomassa, Biocombustíveis e Bioenergia*. Brasília: MME, 1992.
- [53] CETEC – Fundação Centro Tecnológico de Minas Gerais. *O Estado da Arte da Digestão Anaeróbica*. Série de Publicações Tecnológicas 005. Belo Horizonte, 1982.
- [54] BARRERA, P. *Biodigestores – Energia, Fertilidade e Saneamento para a Zona Rural*. São Paulo: Ícone Editora Ltda, 1993.
- [55] LUCAS JR ., J.; SANTOS, T. M. B. Aproveitamento de Resíduo da Indústria Avícola para Produção de Biogás. In: Simpósio sobre Resíduos da Produção Avícola (Concórdia, 2000). *Anais ... Santa Catarina*, 2000. p.27-43.
- [56] OLIVEIRA, A. J. C.; SANTOS, F. J. S. *Avaliação Econômica do Uso de Biodigestores na Região Nordeste*. Fortaleza: UFC, 1997.
- [57] BEDUSCHI, L. C.; LOPES, L. R.; BENINCASA, M. et al. Viabilidade Econômica do Uso de Biodigestores. *Revista Engenharia Agrícola*, Botucatu, v. 6, n. 2, p. 31-36, 1982.
- [58] MAY, G. J.; LENAIN, P. Batteries for Solar Photovoltaic Applications in Telecommunications Service. *Telecommunications Energy Conference*, p.207-210, 1997.
- [59] CASACCA, M. A.; CAPOBIANCO, M. R.; SALAMEH, Z. M. Lead Acid Battery Storage Configurations for Improved Available Capacity. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, v.11, n. 1, p.139-145, Mar. 1996.
- [60] GUIA ABRIL RURAL. *Manual Técnico de Eletrificação Rural – Sistema Monofilar com Retorno por Terra (MRT)*. São Paulo: Editora Abril S. A., 1980.

- [61] ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. *Resolução nº 456*, de 29 de novembro de 2000. Estabelece as disposições atualizadas e consolidadas relativas às condições gerais de fornecimento de energia elétrica, a serem observadas na prestação e utilização do serviço público de energia elétrica, tanto pelas concessionárias e permissionárias quanto pelos consumidores.
- [62] CELESC. Centrais Elétricas de Santa Catarina. *Resolução nº 457/III*, de 03 de setembro de 2003. Tarifas de Energia Elétrica.
- [63] STEMAC Geradores. *Catálogo de Grupos Geradores Diesel*. Porto Alegre, fevereiro de 2002.
- [64] LOPES, A. B. Estudo da Viabilidade Econômica de Sistemas de Bombeamento de Água em Regiões Rurais. In: VII Congresso Brasileiro de Energia (1996: Rio de Janeiro). *Anais...* Rio de Janeiro: UFRJ, Coordenação dos Programas de Pós-Graduação de Engenharia, 1996. p. 491-503.
- [65] BEYER, H.G.; LANGER C. A Method for the Identification of Configurations of PV/Wind Hybrid Systems for the Reliable Supply of Small Loads. *Solar Energy*, v.57, n.5, p.381-91, 1996.
- [66] PROTOGEROPOULOS, C.; BRINKWORTH, B.J.; MARSHALL, R. Sizing and Techno-Economical Optimization for Hybrid Solar PV-wind Power Systems with Battery Storage. *Int J Energy Res* , v.21, p.1-15, 1997.
- [67] CELIK, A.N. Techno-Economic Analysis of Autonomous PV-wind Hybrid Energy Systems Using Different Sizing Methods. *Energy Conversion & Management*, v.44, p.1951-68, 2003.
- [68] ROZAKIS, S.; SOLDATOS, P. G.; PAPADAKIS, G. et al. Evaluation of an Integrated Renewable Energy System for Electricity Generation in Rural Areas. *Energy Policy*, v. 25, n.3, p.337-347, 1997.
- [69] BASSAM, N. E. Renewable Energy for Rural Communities. *Renewable Energy*, v.24, n.3, p.401-408, 2001.
- [70] KALDELLIS, J. K.; KAVADIAS, K. A. Optimal Wind-Hydro Solution for Aegean Sea Islands' Electricity Demand Fulfillment. *Applied Energy*, v.70, n.4, p.333-354, 2001.
- [71] ELHADIDY, M. A. Performance Evaluation of Hybrid (Wind/Solar/Diesel) Power Systems. *Renewable Energy*, v. 26, n.3, p.401-413, 2002.
- [72] NAKATA, T.; KUBO, K.; LAMONT, A. Design for Renewable Energy Systems with Application to Rural Areas in Japan. *Energy Policy*, p.1-11, 2003.

- [73] FISHBONE, L. G.; ABILOCK, H. M. MARKAL, a Linear Programming Model for Energy Systems Analysis: Technical Description of the BLN Version. *International Journal of Energy Research*, v. 5, p.353-75, 1981.
- [74] KHELLA, A. F A. Egypt: Energy Planning Policies with Environmental Considerations. *Energy Policy*, v. 25, n.1, p.105-15, 1997.
- [75] CORMIO, C.; DICORATO, M.; MINOIA, A.; TROVATO, M. A Regional Energy Planning Methodology Including Renewable Energy Sources and Environmental Constraints. *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, v. 7, p.99-130, 2003.
- [76] OFRY, E.; BRAUNSTEIN, A. The Loss of Power Supply Probability as a Technique for Designing Stand-Alone Solar Electrical (Photovoltaic) Systems. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, San Francisco, v. PAS-102, n. 5, p.1171-1175, May 1983.
- [77] ABOUZAHR, I.; RAMAKUMAR, R. Loss of Power Supply Probability of Stand-Alone Wind Electric Conversion Systems: a Closed Form Solution Approach. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, Georgia, v.5, n. 3, p.445-452, Sep. 1990.
- [78] ABOUZAHR, I.; RAMAKUMAR, R. Loss of Power Supply Probability of Stand-Alone Photovoltaic Systems: a Closed Form Solution Approach. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, Minnesota, v.6, n. 1, p.1-11, Mar. 1991.
- [79] BRONSON, R. Shaum's Outline of Theory and Problems of Operations Research. *McGraw-Hill, Inc.* 1982.