

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
CENTRO TECNOLÓGICO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

CLAUDOMIRO FÁBIO DE OLIVEIRA BARBOSA

AVALIAÇÃO TECNOLÓGICA, OPERACIONAL E DE GESTÃO DE SISTEMAS
HÍBRIDOS PARA GERAÇÃO DE ELETRICIDADE NA REGIÃO AMAZÔNICA

DM 16/2006

UFPA/CT/PPGEE
Campus Universitário do Guamá
Belém-Pará-Brasil
2006

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
CENTRO TECNOLÓGICO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

CLAUDOMIRO FÁBIO DE OLIVEIRA BARBOSA

AVALIAÇÃO TECNOLÓGICA, OPERACIONAL E DE GESTÃO DE SISTEMAS
HÍBRIDOS PARA GERAÇÃO DE ELETRICIDADE NA REGIÃO AMAZÔNICA

Dissertação submetida à Banca
Examinadora do Programa de Pós-
Graduação em Engenharia Elétrica da
UFPA para a obtenção do Grau de
Mestre em Engenharia Elétrica

UFPA/CT/PPGEE
Campus Universitário do Guamá
Belém-Pará-Brasil
2006

B238a

Barbosa, Claudomiro Fábio de Oliveira

Avaliação tecnológica, operacional e de gestão de sistemas híbridos para geração de eletricidade na região amazônica / Claudomiro Fábio de Oliveira Barbosa; Orientador, João Tavares Pinho.-2006.

Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal do Pará, Centro Tecnológico, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Belém, 2006.

1. Energia – fontes alternativas. 2. Energia elétrica – produção. 3. Sistemas de energia elétrica. I. Título.

CDD: 20. ed. 333.79

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
CENTRO TECNOLÓGICO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

AVALIAÇÃO TECNOLÓGICA, OPERACIONAL E DE GESTÃO DE SISTEMAS
HÍBRIDOS PARA GERAÇÃO DE ELETRICIDADE NA REGIÃO AMAZÔNICA

CLAUDOMIRO FÁBIO DE OLIVEIRA BARBOSA

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO SUBMETIDA À AVALIAÇÃO DA BANCA
EXAMINADORA APROVADA PELO COLEGIADO DO PROGRAMA DE PÓS-
GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO
PARÁ E JULGADA ADEQUADA PARA OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM
ENGENHARIA ELÉTRICA NA ÁREA DE SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA.

APROVADA EM 16/05/2006

BANCA EXAMINADORA:

Prof. Dr-Ing. João Tavares Pinho
(ORIENTADOR – DEEC/UFPA)

Prof. Dr. Daniel Onofre de Almeida Cruz
(MEMBRO – DEM/UFPA)

Prof. Dr. Tadeu da Mata Medeiros Branco
(MEMBRO –DEEC/UFPA)

Prof. Dsc. Ubiratan Holanda Bezerra
(MEMBRO – DEEC/UFPA)

VISTO:

Prof. Dr. Evaldo Gonçalves Pelaes
(COORDENADOR DO PPGEE/CT/UFPA)

UFPA/CT/PPGEE

DEDICATÓRIA

Dedico o alcance de mais um dos meus objetivos de vida:

Aos meus pais, Claudomiro Barbosa e Iracema Oliveira, pelo apoio e afeto incondicional.

Aos meus irmãos, Raquel e Sérgio, pelo companheirismo e união.

Aos meus sobrinhos, Jonhata e George, pelos bons momentos de alegria.

A minha namorada, Bárbara, pelo grande companheirismo e incentivo em todos os momentos,
e aos seus pais, Paulo e Francisca, e irmã, Fernanda, pelo grande afeto demonstrado.

AGRADECIMENTOS

Agradeço em primeiro lugar a Deus, por ter me conduzido no caminho certo.

Ao meu orientador, Professor João Tavares Pinho, pela sua grande orientação e ensinamentos desde a graduação.

Ao **Grupo de Estudos e Desenvolvimento de Alternativas Energéticas (GEDAE)/Universidade Federal do Pará (UFPA)**, por ter me acolhido nos últimos cinco anos e lapidado o profissional que hoje eu sou. **MUITO OBRIGADO GEDAE!**

Aos Professores Edinaldo José da Silva Pereira e Tadeu da Mata Medeiros Branco, pelas colaborações, apoios, incentivos e muitos momentos de descontração.

Em especial aos meus amigos e companheiros de trabalhos e viagens de campo: Silvio Bispo, Marcos Galhardo, Hallan Max e Luis Blasques.

Aos meus colegas do GEDAE: Fernando, Keila, Monique, Guillermo, Adriano, Alina, Natalia, Franciane e Heliana.

Aos professores Ubiratan Holanda Bezerra e Daniel Onofre de Almeida Cruz por aceitarem a participar da banca examinadora deste trabalho.

Enfim, a todos aqueles que, direta ou indiretamente, contribuíram para a realização deste trabalho.

Muitos pensam que sabem;
Poucos sabem que não sabem;
Quem sabe, sabe que sabe muito pouco.

A. Canalini

SUMÁRIO

NOMENCLATURAS E SIMBOLOGIA	xi
LISTA DE SIGLAS	xiii
LISTA DE FIGURAS.....	xv
LISTA DE TABELAS	xx
RESUMO.....	xxii
ABSTRACT	xxiii
INTRODUÇÃO	1
CAPÍTULO 1 - ESTADO-DA-ARTE DOS SISTEMAS HÍBRIDOS DE ENERGIA	5
1.1 - Introdução	5
1.2 - Definição.....	5
1.3 - Evolução Histórica no Mundo e no Brasil.....	6
1.4 - Principais Tipos de Sistemas	15
1.5 - Classificações	17
1.5.1 - Classificação Quanto à Interligação com a Rede Elétrica Convencional ...	17
1.5.2 - Classificação Quanto à Prioridade de Uso das Fontes de Energia.....	18
1.5.3 - Classificação Quanto à Configuração	19
1.5.4 - Classificação Quanto ao Porte.....	23
1.6 - Composição dos Sistemas.....	23
1.6.1 - Tecnologias de Geração	23
1.6.2 - Sistema de Armazenamento	34
1.6.3 - Condicionamento de Potência.....	37
1.7 - Prós e Contras da Eletrificação por Sistema Híbrido de Energia	41
1.8 - Comentários Finais	42

CAPÍTULO 2 - IDENTIFICAÇÃO E DESCRIÇÃO DOS SISTEMAS HÍBRIDOS DE ENERGIA REGIONAIS.....	44
2.1 - Introdução	44
2.2 - Caracterização dos Recursos Energéticos Regionais em Uso pelos Sistemas	44
2.2.1 - Recurso Solar	45
2.2.2 - Recurso Eólico	47
2.2.3 - Recurso Não Renovável (Óleo Diesel)	49
2.3 - Identificação e Descrição dos Sistemas Implantados	50
2.3.1 - Sistema Fotovoltaico-Diesel de Campinas.....	52
2.3.2 - Sistema Fotovoltaico-Eólico de Joanes.....	54
2.3.3 - Sistema Eólico-Diesel de Praia Grande	56
2.3.4 - Sistema Fotovoltaico-Eólico-Diesel de Tamaruteua.....	58
2.3.5 - Sistema Fotovoltaico-Diesel de Araras	60
2.3.6 - Sistema Fotovoltaico-Eólico-Diesel de São Tomé.....	62
2.4 - Desenvolvimentos Futuros dos Sistemas na Região	64
2.4.1 - Sistema Fotovoltaico-Eólico-Diesel de Sucuriçu	65
2.4.2 - Revitalização e Expansão do Sistema de Tamaruteua	66
2.4.3 - Projeto de Expansão do Sistema de São Tomé	67
2.5 - Inserção de Outras Formas de Geração.....	68
2.5.1 - Biomassa	68
2.5.2 - Célula a Combustível	69
CAPÍTULO 3 - ANÁLISE DE SISTEMAS HÍBRIDOS REGIONAIS	71
3.1 - Introdução	71
3.2 - Aspectos Técnicos de Seleção do Local de Implantação	71
3.3 - Dados de Carga.....	76
3.3.1 - Tipo de Carga Atendida	76
3.3.2 - Perfil de Carga.....	79
3.4 - Estratégias de Operação.....	81
3.5 - Dados de Desempenho e Econômicos	83
3.5.1 - Fator de Capacidade.....	86
3.5.2 - Estimativa e Contribuição da Geração Renovável.....	88

3.5.3 - Consumo de Óleo Diesel.....	94
3.5.4 - Balanço Econômico.....	99
3.5.5 - Custo da Geração	103
3.6 - Qualidade da Energia Elétrica.....	110
3.6.1 - Monitoração das Fases no Barramento de Saída (Cargas Atendidas pelo Inversor).....	110
3.6.2 - Monitoração das Fases no Barramento de Saída (Gerador a Diesel Operando).....	115
3.6.3 - Pontos Críticos das Mini-Redes Elétricas de Distribuição das Vilas.....	119
3.7 - Principais Impactos	123
3.7.1 - Impactos Ambientais.....	123
3.7.2 - Impactos Socioeconômicos.....	124
3.7.3 - Outros Impactos	126
3.8 - Gestão e Sustentabilidade	127

CAPÍTULO 4 - PROPOSIÇÃO DE MODELOS PARA SISTEMAS HÍBRIDOS DE ENERGIA

ENERGIA	132
4.1 - Introdução	132
4.2 - Estudo de Caso I - Sistema Híbrido de São Tomé.....	133
4.2.1 - Modelo de Estratégia de Operação.....	133
4.2.1.1 - Contextualização	133
4.2.1.2 - Proposição do Modelo.....	134
4.2.2 - Modelo de Gestão e Sustentabilidade	136
4.2.2.1 - Contextualização	136
4.2.2.2 - Proposição do Modelo.....	138
4.3 - Estudo de Caso II - Sistema Híbrido de Tamaruteua.....	141
4.3.1 - Modelo de estratégia de operação	141
4.3.1.1 - Contextualização	141
4.3.1.2 - Proposição do Modelo.....	142
4.3.2 - Modelo de Gestão e Sustentabilidade	144
4.3.2.1 - Contextualização	144
4.3.2.2 - Proposição do Modelo.....	145

4.4 - Generalização dos Modelos Propostos.....	148
CONCLUSÃO.....	150
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	155
ANEXO I - RELATÓRIO FOTOGRÁFICO DE SISTEMAS HÍBRIDOS163
ANEXO II - CROQUIS DE VILAS ELETRIFICADAS POR SISTEMAS HÍBRIDOS	180
ANEXO III - PUBLICAÇÕES GERADAS PELO PRESENTE TRABALHO	185

NOMENCLATURAS E SIMBOLOGIA

A	Área útil total do arranjo [m^2]
AM	Massa de ar [adimensional]
a-Si	Silício amorfo
$CCVa$	Custo do ciclo de vida anualizado do sistema [R\$]
CdTe	Telureto de Cádmio
CE	Custo da energia elétrica [R\$/kWh]
CF	Custos fixos [R\$]
CI	Custo do investimento [R\$]
CI_j	Custo do componente j [R\$]
CIS	Disseleneto de Cobre-Índio
CM	Custos de manutenção dos componentes do sistema [R\$]
CO	Custo do óleo diesel [R\$]
CO_2	Gás Carbônico
CRp	Custos de reposições dos componentes trazidos a valor presente [R\$]
Ec	Energia elétrica consumida [kWh]
Eg	Energia gerada durante o período considerado (dia, mês, ano, etc.) [kWh]
Eg_{mensal}	Energia gerada durante o mês [kWh]
En_{mensal}	Energia nominal mensal do sistema [kWh]
Es	Energia gerada pelo arranjo fotovoltaico [kWh]
Esi	Energia solar incidente em uma área de $1 m^2$ [Wh/ m^2]
$F(d)$	Consumo de combustível [L/h]
FCe	Fator de capacidade eólico [%]
FCfv	Fator de capacidade fotovoltaico [%]
$F.C$	Fator de capacidade [%]
$F.C_{anual}$	Fator de capacidade anual [%]
$FRC(i,n)$	Fator de recuperação de capital [adimensional]
GaAs	Arseneto de Gálio
i	Taxa de juros [adimensional]

I_{cc}	Corrente de curto-circuito [A]
I_{mp}	Corrente de máxima potência [A]
k	Número de componentes do sistema
mono-Si	Silício monocristalino
n	Período de análise [anos]
N	Número de amostras coletadas pela estação no período considerado [mês]
P_D	Profundidade de descarga [%]
P_d	Potência fornecida pelo gerador em um instante qualquer [kW]
P_m	Potência máxima [W]
P_n	Potência nominal do gerador [kW]
Pn	Potência nominal do sistema de geração [kW]
poli-Si	Silício policristalino
Ps_k	Potência solar incidente em 1 m ² [W/m ²]
R_j	Número de reposições do componente j durante o período de análise
<i>rms</i>	Root mean square
T	Período considerando (dia, mês, ano, etc.)
THD _I	Distorção Harmônica Total de Corrente [%]
THD _V	Distorção Harmônica Total de Tensão [%]
T_j	Vida útil do componente j [anos]
$V(z)$	Velocidade na altura desejada [m/s]
V_{ca}	Tensão de circuito aberto [V]
V_{mc}	Tensão nas baterias na qual os geradores são reconectados [V]
V_{Mc}	Tensão máxima nas baterias na qual é interrompido o seu carregamento [V]
V_{md}	Tensão mínima nas baterias na qual é interrompido o fornecido às cargas [V]
V_{Md}	Tensão nas baterias na qual as cargas são reconectadas [V]
V_{mp}	Tensão de máxima potência [V]
V_r	Velocidade na altura de referência [m/s]
z	Altura desejada [m]
z_r	Altura de referência [m]
α	Constante que depende da rugosidade do terreno [adimensional]
η	Eficiência do arranjo fotovoltaico [%]

LISTA DE SIGLAS

AM	Amazonas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AP	Amapá
ARCON	Agência Estadual de Regulação e Controle de Serviços Públicos
ASPRADE	Associação dos Produtores Rurais de Praia Grande
CA	Corrente Alternada
CAESA	Companhia de Água e Esgoto do Amapá
CBEE	Centro Brasileiro de Energia Eólica
CC	Corrente Contínua
CCC	Conta de Consumo de Combustível
CEA	Companhia de Eletricidade do Amapá
CEAM	Companhia Energética do Amazonas
CELPA	Centrais Elétricas do Pará S.A.
CEPEL	Centro de Pesquisa de Energia Elétrica
CERON	Centrais Elétricas de Rondônia S.A.
CNPq	Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico
DOE	U.S. Department of Energy
ELETOBRAS	Centrais Elétricas Brasileiras S.A.
ELETRONORTE	Centrais Elétricas do Norte do Brasil
EUA	Estados Unidos da América
EVA	Acetato de Vinil Etileno
FINEP	Financiadora de Estudos e Projetos
GEDAE	Grupo de Estudos e Desenvolvimento de Alternativas Energéticas
GEE	Gás de Efeito Estufa
IDESP	Instituto de Desenvolvimento Econômico-Social do Pará
LABDES	Laboratório de Referência em Dessalinização
LABSOLAR	Laboratório de Energia Solar
MA	Maranhão
MCT	Ministério de Ciência e Tecnologia

MME	Ministério de Minas e Energia
MPPT	Maximum Power Point Trackers
MT	Mato Grosso
NREL	National Renewable Energy Laboratory
ONGs	Organizações Não Governamentais
PA	Pará
PETROBRAS	Petróleo Brasileiro S.A.
PIE	Produto Independente de Energia
PTU	Programa do Trópico Úmido
PWM	Pulse Width Modulation
QTA	Quadro de Transferência Automática
RPM	Rotação Por Minuto
RO	Rondônia
RR	Roraima
SEBRAE	Serviço Brasileiro de Apoio às Micro e Pequenas Empresas
SECTAM	Secretária Executiva de Ciência, Tecnologia e Meio Ambiente
SETEC	Secretária de Estado da Ciência e Tecnologia
TO	Tocantins
UC	Unidade Consumidora
UFMG	Universidade Federal de Campina Grande
UFPA	Universidade Federal do Pará
UFPE	Universidade Federal de Pernambuco
UFSC	Universidade Federal de Santa Catarina
USCA	Unidade de Supervisão de Corrente Alternada
UTE	Usina Termelétrica

LISTA DE FIGURAS

CAPÍTULO 1

Figura 1.1 – Configuração geral de um sistema híbrido de energia.....	7
Figura 1.2 – Evolução do emprego dos sistemas híbridos.....	8
Figura 1.3 – Aerogerador de 75 kW de Fernando de Noronha.....	13
Figura 1.4 – Aerogerador de 225 kW de Fernando de Noronha.....	14
Figura 1.5 – Sistema híbrido série.....	20
Figura 1.6 – Sistema híbrido chaveado.....	21
Figura 1.7 – Sistema híbrido paralelo.....	22
Figura 1.8 – Módulos fotovoltaicos.....	24
Figura 1.9 – Formas de exploração do silício.....	25
Figura 1.10 – Curva I-V.....	26
Figura 1.11 – Influência da (a) irradiância e (b) temperatura sobre a eficiência das células ou módulos fotovoltaicos.....	26
Figura 1.12 – Aerogeradores de (a) e (b) pequeno porte - capacidade ≤ 10 kW, (c) médio porte - $10 \text{ kW} < \text{capacidade} \leq 500$ kW e (d) grande porte - capacidade > 500 kW).....	27
Figura 1.13 – Evolução comercial dos aerogeradores.....	28
Figura 1.14 – Curva de carga típica de um aerogerador.....	29
Figura 1.15 – Tipos de turbinas.....	30
Figura 1.16 – Representação das capacidades de geração para diferentes tipos de turbinas... ..	31
Figura 1.17 – Foto ilustrativa de um grupo gerador.....	32
Figura 1.18 – Dois modelos de baterias: (a) solar e (b) estacionária.....	35
Figura 1.19 – Curva da relação entre profundidade de descarga e a quantidade de ciclos possíveis de uma bateria.....	37
Figura 1.20 – Modelo comercial de controlador de carga.....	37
Figura 1.21 – Representação da histerese dos controladores de carga dos processos de (a) descarga e (b) carga.....	39
Figura 1.22 – Exemplo de um retificador.....	40
Figura 1.23 – (a) e (b) tipos de inversores de tensão.....	40
Figura 1.24 – Sistema híbrido geral, com sistema remoto de monitoração e	

controle.....	43
---------------	----

CAPÍTULO 2

Figura 2.1 – Dia médio (irradiância)	45
Figura 2.2 – Irradiância global média anual em W/m^2	46
Figura 2.3 – Velocidade média anual de vento (m/s).....	48
Figura 2.4 – Distribuição dos sistemas híbridos na Região Amazônica.	51
Figura 2.5 – Potência instalada e sua evolução na Amazônia (previsão até 2006).	52
Figura 2.6 – Arranjo fotovoltaico da vila de Campinas.	53
Figura 2.7 – Diagrama de blocos simplificado do sistema de Campinas.....	53
Figura 2.8 – Diagrama de bloco do sistema de Joanes.....	55
Figura 2.9 – Vista geral do sistema (arranjo fotovoltaico sobre a casa de força).....	55
Figura 2.10 – Aerogeradores do subsistema de geração eólico de Joanes.....	56
Figura 2.11 – Diagrama de blocos do sistema de Praia Grande.....	57
Figura 2.12 – Banco de baterias.....	57
Figura 2.13 – Sistema de condicionamento de potência de Praia Grande.....	58
Figura 2.14 – Diagrama de blocos do sistema de Tamaruteua.....	59
Figura 2.15 – Componentes do sistema de condicionamento de potência.....	59
Figura 2.16 – Aerogeradores do subsistema eólico de Tamaruteua.....	60
Figura 2.17 – Diagrama de blocos do sistema de Araras.....	61
Figura 2.18 – Arranjo fotovoltaico.....	61
Figura 2.19 – Grupos geradores a diesel de Araras.....	62
Figura 2.20 – Diagrama de blocos do sistema de São Tomé.....	63
Figura 2.21 – Vista geral do sistema de São Tomé (destaque arranjo fotovoltaico).....	63
Figura 2.22 – Vista geral do sistema de São Tomé (destaque aerogerador).	64
Figura 2.23 – Diagrama de blocos do sistema de Sucuriçu.....	66
Figura 2.24 – Diagrama de blocos do sistema de Tamaruteua após a revitalização.....	67
Figura 2.25 – Diagrama de blocos do sistema de São Tomé após a expansão.....	68
Figura 2.26 – Diagrama de blocos de um sistema híbrido com biomassa.....	69
Figura 2.27 – Sistema híbrido fotovoltaico-eólico-célula a combustível-diesel.....	70

CAPÍTULO 3

Figura 3.1 – Torre e distribuição dos sensores	74
--	----

Figura 3.2 – Percentual da carga residencial instalada: (a) Tamaruteua (b) São Tomé.	76
Figura 3.3 – Percentual da carga de iluminação: (a) Tamaruteua, (b) São Tomé e (c) Sucuriçu.78	
Figura 3.4 – Curva de carga da vila de Joanes.	79
Figura 3.5 – Curvas de carga.	80
Figura 3.6 – Curva de potência do aerogerador.	84
Figura 3.7 – Potência gerada pelo arranjo fotovoltaico em um dia típico.	86
Figura 3.8 – Fatores de capacidade médios – São Tomé.	87
Figura 3.9 – Fatores de capacidade eólicos – Praia Grande.	88
Figura 3.10 – Comportamento da geração de cada fonte renovável (São Tomé).	89
Figura 3.11 – Contribuição anual da geração renovável (São Tomé).	90
Figura 3.12 – Comportamento da geração de cada fonte renovável (São Tomé – expansão)..	91
Figura 3.13 – Contribuição anual da geração renovável (São Tomé – expansão).	91
Figura 3.14 – Comportamento da geração renovável (Praia Grande).	92
Figura 3.15 – Contribuição anual da geração renovável (Praia Grande).	93
Figura 3.16 – Curva de consumo de combustível.	94
Figura 3.17 – Economia de óleo diesel, em R\$ (São Tomé).	96
Figura 3.18 – Economia de óleo diesel, em R\$ (São Tomé, expansão).	97
Figura 3.19 – Economia de óleo diesel, em R\$ (Praia Grande).	98
Figura 3.20 – Custo da geração do sistema híbrido: (a) sem CCC e (b) com CCC (São Tomé).105	
Figura 3.21 – Custo da geração do sistema diesel: (a) sem CCC e (b) com CCC (São Tomé).107	
Figura 3.22 – Custo da geração do sistema híbrido: (a) sem CCC e (b) com CCC (Praia Grande).	108
Figura 3.23 – Custo da geração do sistema diesel: (a) sem CCC e (b) com CCC (Praia Grande).	109
Figura 3.24 – (a) forma de onda de tensão e (b) espectro harmônico de amplitude de tensão (%) – Praia Grande. Demanda máxima (inversor operando)..	111
Figura 3.25 – (a) forma de onda de tensão e (b) espectro harmônico de amplitude de tensão (%) da fase B – São Tomé. Demanda máxima (inversor operando).	111
Figura 3.26 – (a) forma de onda de tensão e (b) espectro harmônico de amplitude de tensão (%) da fase C – São Tomé. Demanda máxima (inversor operando).	111
Figura 3.27 – (a) forma de onda de corrente e (b) espectro harmônico de amplitude da corrente (%) da fase B – São Tomé. Demanda máxima (inversor operando)..	112
Figura 3.28 – (a) forma de onda de corrente e (b) espectro harmônico de amplitude da corrente (%) da fase C – São Tomé. Demanda máxima (inversor operando)..	112

Figura 3.29 – Espectro harmônico de amplitude de corrente (%) da fase B – Tamaruteua. (a) demanda mínima e (b) demanda máxima (inversor operando).....	113
Figura 3.30 – Espectro de amplitude de corrente (%) no condutor neutro – Tamaruteua. (a) demanda mínima e (b) demanda máxima (inversor operando).	114
Figura 3.31 – Espectro harmônico de amplitude de corrente no condutor neutro – São Tomé. Demanda máxima (inversor operando).	114
Figura 3.32 – Espectro harmônico de amplitude de tensão (%) com gerador a vazio – Tamaruteua.	115
Figura 3.33 – (a) forma de onda de tensão e (b) espectro harmônico de amplitude de tensão (%) – Praia Grande. Demanda mínima (diesel operando).....	116
Figura 3.34 – (a) forma de onda de tensão e (b) espectro harmônico de amplitude de tensão (%) da fase B – São Tomé. Demanda máxima (diesel operando).	116
Figura 3.35 – (a) forma de onda de tensão e (b) espectro harmônico de amplitude de tensão (%) da fase C – São Tomé. Demanda máxima (diesel operando).	116
Figura 3.36 – Espectro harmônico de amplitude da corrente (%) da fase B. (a) Tamaruteua e (b) São Tomé. Demanda máxima (diesel operando).	117
Figura 3.37 – Espectro harmônico de amplitude da corrente (%) da fase C – São Tomé. Demanda máxima (diesel operando).	117
Figura 3.38 – Variação do valor <i>rms</i> de tensão e corrente da fase C – São Tomé. Demanda mínima (diesel operando).	118
Figura 3.39 – Espectro harmônico de amplitude da corrente no neutro – São Tomé. (a) moto-bomba não operando e (b) moto-bomba operando. Demanda máxima (diesel operando).....	119
Figura 3.40 – Espectro harmônico de amplitude de corrente (%) no condutor neutro – Tamaruteua. Demanda máxima (diesel operando).	119
Figura 3.41 – Croquis da vila de Praia Grande (em destaque os pontos críticos monitorados). 120	
Figura 3.42 – Croquis da vila de São Tomé (em destaque os pontos críticos monitorados). 120	
Figura 3.43 – Variação <i>rms</i> de tensão e a variação da frequência – Tamaruteua (diesel operando).	122
Figura 3.44 – Evolução do número de unidades consumidoras.	127
Figura 3.45 – Esquema do sistema pré-pago.....	129

CAPÍTULO 4

- Figura 4.1 – Diagrama de blocos do sistema híbrido de São Tomé (expansão) com adição dos equipamentos para a estratégia de operação proposta 135
- Figura 4.2 – Diagrama de blocos do sistema híbrido de Tamaruteua (revitalização/expansão) com adição dos equipamentos para a estratégia de operação proposta. 143
- Figura 4.3 – Alguns componentes do sistema pré-pago da vila de Tamaruteua. 146

LISTA DE TABELAS

CAPÍTULO 1

Tabela 1.1 – Exemplos de sistemas híbridos implantados na África.	8
Tabela 1.2 – Exemplos de sistemas híbridos implantados na América Central.	9
Tabela 1.3 – Exemplos de sistemas híbridos implantados na América do Sul.	9
Tabela 1.4 – Exemplos de sistemas híbridos implantados na América do Norte.	10
Tabela 1.5 – Exemplos de sistemas híbridos implantados na Ásia.	11
Tabela 1.6 – Exemplos de sistemas híbridos implantados na Oceania.	12
Tabela 1.7 – Exemplos de sistemas híbridos implantados na Europa.	12
Tabela 1.8 – Comparação qualitativa entre motores.	33
Tabela 1.9 – Classificação das baterias de acordo com a aplicação.	36
Tabela 1.10 – Características dos inversores quanto à sua forma de onda de saída.	41
Tabela 1.11 – Prós e contras dos sistemas híbridos para eletrificação.	42

CAPÍTULO 2

Tabela 2.1 – Dados da irradiância global, média anual (localidades regionais)	47
Tabela 2.2 – Velocidades de vento média anual	49
Tabela 2.3 – Sistemas híbridos implantados na Região.	51
Tabela 2.4 – Dados do sistema de Campinas.	54
Tabela 2.5 – Dados do sistema híbrido de Joanes.	56
Tabela 2.6 – Dados do sistema de Praia Grande.	58
Tabela 2.7 – Dados do sistema de Tamaruteua.	60
Tabela 2.8 – Dados do sistema híbrido de Araras.	62
Tabela 2.9 – Dados do sistema de São Tomé.	64

CAPÍTULO 3

Tabela 3.1 – Descrição dos equipamentos de medição encontrados nas estações	73
Tabela 3.2 – Índice de eletrodomésticos por residência.	77
Tabela 3.3 – Fatores de capacidade (%) – São Tomé.	86
Tabela 3.4 – Fatores de capacidade (%) – Praia Grande.	87

Tabela 3.5 – Geração eólica, fotovoltaica e renovável total em kWh (São Tomé).....	88
Tabela 3.6 – Contribuição da geração eólica (%) – São Tomé	89
Tabela 3.7 – Contribuição da geração fotovoltaica (%) – São Tomé.....	90
Tabela 3.8 – Geração renovável em kWh (Praia Grande).....	92
Tabela 3.9 – Contribuição da geração renovável (%) – Praia Grande.	93
Tabela 3.10 – Consumo de óleo diesel.	95
Tabela 3.11 – Estimativa de consumo anual de óleo e gasto (São Tomé).	95
Tabela 3.12 – Estimativa de consumo anual de óleo e gasto (São Tomé, expansão)	97
Tabela 3.13 – Estimativa de consumo anual de óleo e gasto (Praia Grande).....	98
Tabela 3.14 – Parâmetros para o balanço dos sistemas.	99
Tabela 3.15 – Balanço econômico anual em R\$ da vila de São Tomé.....	100
Tabela 3.16 – Balanço econômico anual em R\$ da vila de São Tomé (expansão).	100
Tabela 3.17 – Balanço econômico anual em R\$ da vila de Praia Grande.....	102
Tabela 3.18 – Custo do sistema híbrido da vila de São Tomé.	104
Tabela 3.19 – Custo do sistema híbrido da vila de Praia Grande.....	107
Tabela 3.20 – Valores médios de THD ₁ - sistemas elétricos de São Tomé e Tamaruteua.	113
Tabela 3.21 – Valores monitorados de tensão, corrente e frequência.	121
Tabela 3.22 – Número de famílias e moradores.....	125
Tabela 3.23 – Distribuição de renda por família (%).	125
Tabela 3.24 – Aparelhos eletrodomésticos existentes nas vilas.	126
Tabela 3.25 – Principais vantagens do sistema pré-pago.	129
Tabela 3.26 – Modelos de gestão dos sistemas híbridos.	130
Tabela 3.27 – Situação dos sistemas híbridos.	131

CAPÍTULO 4

Tabela 4.1 – Papel de cada agente no modelo de gestão e sustentabilidade – São Tomé.....	141
Tabela 4.2 – Papel de cada agente no modelo de gestão e sustentabilidade – Tamaruteua. ...	147
Tabela 4.3 – Modelos propostos – Generalização.....	148

RESUMO

O objetivo deste trabalho consiste em contribuir com o conhecimento sobre os sistemas híbridos de energia implantados na Região Amazônica e baseados no aproveitamento das fontes de energia solar, eólica e diesel-elétrica. O trabalho apresenta primeiramente o estado-da-arte dos sistemas híbridos, caracterizando sua evolução histórica, os principais tipos e classificações, a composição básica e os prós e contras da eletrificação usando esses tipos de sistemas. Em seguida, é feita a identificação e a descrição dos sistemas regionais através das referências bibliográficas existentes e de informações coletadas em pesquisas de campo. As características técnicas, operacionais, econômicas e de gerenciamento desses sistemas são analisadas sucintamente, servindo de base às proposições de modelos para sistemas híbridos, que influenciam diretamente sobre a estratégia de operação e gestão dos sistemas híbridos regionais. Esses modelos, depois de implementados, permitirão a otimização da operação dos sistemas e sua sustentabilidade.

PALAVRAS-CHAVES: Sistemas híbridos de Energia, fontes renováveis de energia, sistemas isolados, Região Amazônica, gestão e sustentabilidade.

ABSTRACT

The objective of this work consists of contributing with the knowledge on the hybrid power systems implanted in the Amazon Region and based on the use of the solar, wind and diesel-electric energy sources. The work presents firstly the state-of-the-art of the hybrid power systems, characterizing their historical evolution, the main types and classifications, the basic composition and the advantages and disadvantages of the electrification through these types of systems. Afterwards, the identification and the description of the regional systems is made through the existent bibliographical references and information collected in field researches. The technical, operational, economic and administrative characteristics of those systems are briefly analyzed, serving as basis to the proposition of models for hybrid power systems, which influence directly the operation strategy and administration of the regional hybrid power systems. Those models after being implemented will allow for the optimization of the operation of the systems and their sustainability.

KEYWORDS: Hybrid power systems, renewable energy sources, isolated systems, Amazonian Area, administration and sustainability.

INTRODUÇÃO

Importância do Tema e Motivação

Atualmente, o serviço de eletricidade tornou-se algo indispensável para a sociedade, pois o produto ofertado (energia elétrica) supre grande parte das necessidades básicas do homem, como, por exemplo, a iluminação, a comunicação, a refrigeração, etc. A produção, a segurança e vários outros fatores associados ao bem estar e à qualidade de vida dependem também desse serviço.

No Brasil, dado o seu tamanho continental e a própria forma de ocupação ao longo do tempo, o serviço de eletricidade não contempla todos os cidadãos. Por exemplo, na Região Amazônica há áreas onde existe a prestação de um serviço precário, com poucas horas de atendimento diário, geralmente entre 4 e 12 horas, interrupções freqüentes e baixa qualidade de energia elétrica, marca sua realidade e outras, totalmente isoladas, distantes dos grandes centros e de difícil acesso, situadas muitas vezes em emaranhados de rios, o que inviabiliza a extensão da rede elétrica convencional.

Dentre outros fatores que contribuem para tal situação, pode-se destacar, a precária situação econômica dessas áreas, uma vez que, em sua grande maioria, as mesmas são constituídas por pequenas vilas dispersas, com baixa densidade populacional e renda e com um pequeno número de prédios, resultando em um volume de carga pequeno.

Em termos populacionais, estima-se que cerca de 12 milhões de brasileiros (sendo 10 milhões no campo) são privados desse serviço considerado essencial. Buscando reverter esse quadro, o Governo Federal promulgou a Lei 10.438/2002, que através da Resolução nº 223/2003 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), em cumprimento às determinações, define o plano e as metas da universalização do serviço de energia elétrica nas áreas de concessão das distribuidoras de energia nos diversos municípios do país.

Atentando-se para o fato do plano nacional de universalização estar definido para ser implantado até 2015 e para a necessidade da produção de energia com mínima degradação ambiental, o emprego dos recursos renováveis como fontes primárias de energia são imprescindíveis para o caso da geração isolada.

Os sistemas híbridos (sistemas que utilizam mais de uma fonte primária de energia) de pequeno e médio portes para geração de eletricidade apresentam-se como uma forma

importante do uso das energias renováveis disponíveis localmente, para o atendimento descentralizado de pequenas demandas no Brasil através de mini-redes de distribuição, principalmente na Região Amazônica, foco deste trabalho, onde, conforme mencionado, existe um grande número de localidades isoladas, sem perspectivas do abastecimento convencional.

Desde o ano de 1996, estudos, simulações e instalações de sistemas híbridos em pequenos aglomerados populacionais dispersos e semi ou totalmente isolados têm sido realizados na região por instituições nacionais e internacionais. Nos últimos dez anos foram seis os sistemas desse tipo instalados e distribuídos pelos estados do Amazonas, Pará e Rondônia, totalizando aproximadamente 467 kW de capacidade nominal de geração instalada.

Nesse contexto, identificar esses sistemas, aprender com as experiências técnicas e, sobretudo, socioeconômicas adquiridas antes e depois da suas implantações nas vilas e sugerir modificações visando à melhoria dos mesmos, bem como sua replicabilidade futura, é principal motivação para o desenvolvimento deste trabalho.

Objetivos

Este trabalho tem por objetivo central contribuir com o conhecimento sobre os sistemas híbridos de energia regionais, baseados no aproveitamento das fontes de energia renováveis solar e eólica, e na não renovável diesel-elétrica.

Especificamente, buscou-se, através da identificação e análise dos sistemas híbridos, propor modelos que atuassem diretamente sobre as estratégias de operação e gestão. Os modelos propostos visam promover um melhor desempenho e a sustentabilidade dos sistemas já implantados e os que poderão vir a ser projetados e implantados na região.

Os objetivos específicos do trabalho em questão são:

1. Definir o que são os sistemas híbridos de energia;
2. Caracterizar sua evolução histórica no mundo e no Brasil, os principais tipos e suas composições;
3. Apontar os prós e contras da eletrificação por esse tipo de sistema;
4. Identificar e descrever os sistemas híbridos regionais;
5. Apresentar os desenvolvimentos futuros de tais sistemas na região;
6. Listar os principais aspectos técnicos de seleção dos locais de implantação;
7. Caracterizar a carga das vilas supridas;

8. Identificar a essência das estratégias de operação utilizadas;
9. Avaliar dados de desempenho e econômicos de alguns sistemas;
10. Caracterizar a qualidade de energia elétrica entregue;
11. Apresentar os principais impactos com a implantação;
12. Apontar os modelos de gestão administrativa e financeira, e o atual estado dos sistemas híbridos;
13. Elaborar e propor modelos de estratégias de operação;
14. Elaborar e propor modelos de gestão e sustentabilidade.

Escopo da Dissertação

Este trabalho está constituído desta introdução aos assuntos abordados, onde é apresentada a principal motivação do estudo proposto, onde são balizados os objetivos, bem como ainda o escopo deste trabalho, e mais quatro capítulos, além da conclusão.

O Capítulo 1 discorre sobre o estado-da-arte dos sistemas híbridos de energia, definindo os mesmos e apresentado a sua evolução histórica no mundo e no Brasil. Os sistemas híbridos do tipo eólico-diesel, fotovoltaico-diesel, fotovoltaico-eólico-diesel e fotovoltaico-eólico, os quais são considerados como principais, são discutidos também nesse capítulo. As classificações atribuídas e os principais componentes, além dos prós e contras da eletrificação por esse tipo de sistema de geração concluem o Capítulo 1.

Com base nos dados levantados a partir das referências bibliográficas encontradas sobre o assunto e informações decorrentes de estudos em campo, o Capítulo 2 tem por finalidade identificar e descrever os sistemas híbridos de energia implantados em localidades isoladas da Região Amazônica Brasileira. Mas antes disso, faz-se ainda uma breve caracterização dos principais recursos energéticos regionais (renovável – solar e eólico, e não renovável – óleo diesel) utilizados como fonte primária para geração de eletricidade pelos sistemas. Além disso, no Capítulo 2, são ainda destacados os desenvolvimentos futuros de tais sistemas na região e a inserção de outras formas de geração (biomassa e célula a combustível) nos mesmos.

O Capítulo 3 analisa as características de caráter técnico, econômico e de gerenciamento, consideradas mais importantes e que se destacam nos sistemas híbridos identificados e descritos no Capítulo 2. Para tanto, esse capítulo aponta os principais aspectos técnicos para seleção do local de implantação, caracteriza as cargas presentes nas

comunidades atendidas, aborda as estratégias de operação adotada por cada sistema, e avalia dados de desempenho e econômicos dos sistemas híbridos de São Tomé e Praia Grande. A qualidade da energia elétrica e os principais impactos (ambientais, socioeconômicos, entre outros) resultantes da utilização dos sistemas híbridos também são ainda tratados no Capítulo 3. Além disso, discorre-se sobre a gestão administrativa e financeira dos sistemas, e fatores preponderantes de sustentabilidade.

No Capítulo 4, diante da análise dos sistemas híbridos regionais, são propostos os modelos de estratégias de operação, gestão e sustentabilidade, que podem tornar os referidos sistemas sustentáveis em bases técnico-econômicas e sociais. Nesse sentido, são tomados como estudos de casos os sistemas híbridos das vilas de São Tomé e Tamaruteua, por representarem bem e distintamente as características mais comuns das comunidades da Região Amazônica, além de atualmente estarem passando por um processo técnico de revitalização e/ou expansão, o que os credencia a serem laboratórios para implementação dos modelos propostos. Modelos mais gerais também são sugeridos nesse capítulo.

Para encerrar este trabalho, as conclusões apresentam os comentários finais sobre os assuntos abordados e enumeram algumas sugestões para trabalhos futuros.

Este trabalho contém ainda três anexos. Nos dois primeiros são apresentados, respectivamente, os relatórios fotográficos de alguns sistemas e os croquis das vilas dos sistemas de São Tomé, Tamaruteua, Praia Grande e Sucuriju. O último anexo apresenta as publicações geradas pelo presente trabalho de dissertação.

CAPÍTULO 1

ESTADO-DA-ARTE DOS SISTEMAS HÍBRIDOS DE ENERGIA

1.1 – Introdução

Este capítulo discorre sobre o estado-da-arte dos sistemas híbridos de energia. Para tanto, inicialmente, define-se o que vem a ser um sistema desse tipo. Em seguida, uma breve revisão de sua evolução histórica no mundo e no Brasil é apresentada.

Os principais tipos de sistemas híbridos (eólico-diesel, fotovoltaico-diesel, fotovoltaico-eólico-diesel e fotovoltaico-eólico) são discutidos na Seção 1.4. Na Seção 1.5, as classificações dos sistemas quanto à interligação com a rede elétrica convencional, ao porte, à prioridade de uso das fontes de energia e à configuração são abordadas.

A seção seguinte (1.6) mostra a composição dos sistemas (principais tecnologias de geração, dispositivos de condicionamento de potência, armazenamento, controle e monitoração). Finalmente, a Seção 1.7 identifica os prós e contras da eletrificação por sistemas híbridos.

1.2 – Definição

Em muitas áreas remotas, o fornecimento de energia pela rede elétrica convencional¹ não existe, dadas as dificuldades de acesso e os custos elevados para construção de longos circuitos de transmissão e distribuição, que somente atenderão uma pequena carga, ou alguns poucos consumidores. Por isso, até o presente, a alternativa mais comum para o atendimento dessas cargas isoladas, sejam elas comunidades ou aplicações especiais (sistemas de telecomunicações, bombeamento de água, irrigação, etc.), é com unidades geradoras a diesel (sistemas diesel-elétricos).

Contudo, a operação dos sistemas diesel-elétricos nessas áreas não é tão simples. As principais dificuldades incluem o custo do combustível, a disponibilidade do mesmo no local,

¹ A expressão rede elétrica convencional refere-se às redes elétricas que são energizadas por centros de geração interligada de base hídrica e/ou térmica.

cuidados no seu armazenamento e manuseio, e a necessidade de manutenção constante no conjunto motor-gerador, além da questão ambiental.

Fontes de energia renováveis, tais como a solar (fotovoltaica), a eólica, a hídrica (de pequena escala), ou a biomassa, constituem alternativas reais para geração de eletricidade em áreas remotas detentoras das mesmas. Porém, os custos iniciais para instalação de sistemas que utilizam essas fontes são bastantes elevados, sendo necessário uma boa caracterização dos recursos energéticos e da demanda elétrica, de forma a dimensionar o sistema de geração que melhor atenda a necessidade de energia com o menor custo.

Há áreas onde mais de uma fonte renovável se destaca, podendo as mesmas, dependendo da aplicação, serem combinadas em um único sistema, que em muitos casos mostra-se bem atrativo economicamente, além de confiável e flexível. Essa combinação introduz a definição de sistema híbrido de energia.

Define-se sistema híbrido como sendo aquele que utiliza mais de uma fonte primária de energia, dependendo da disponibilidade dos recursos, para gerar e distribuir energia elétrica de forma otimizada e com custos mínimos, dada a capacidade de uma fonte suprir a falta temporária de outra, permitindo assim que o mesmo opere com o mínimo de interrupções [1,2].

1.3 – Evolução Histórica no Mundo e no Brasil

Inúmeros sistemas híbridos têm sido instalados em muitos países do mundo nas últimas três décadas, fundamentalmente com a finalidade de fornecer eletricidade para comunidades isoladas, para pequenos sistemas de bombeamento e dessalinização de água, refrigeração, entre outras aplicações.

Comumente, tais sistemas são isolados e incorporam as tecnologias de conversão de fontes renováveis (módulos fotovoltaicos, aerogeradores, turbinas hidráulicas, etc.), um sistema de armazenamento (banco de baterias), conversores de potência (inversores de tensão, retificadores e controladores de carga), e grupos geradores a diesel, em torno de dois barramentos²: um de corrente contínua (CC) e outro de corrente alternada (CA), para o atendimento das cargas [3]. A figura 1.1 ilustra a configuração geral desses sistemas.

² O termo barramento é usualmente empregado para descrever o local onde as potências do tipo CC e do tipo CA são fornecidas e consumidas entre vários ou entre todos os componentes do sistema.

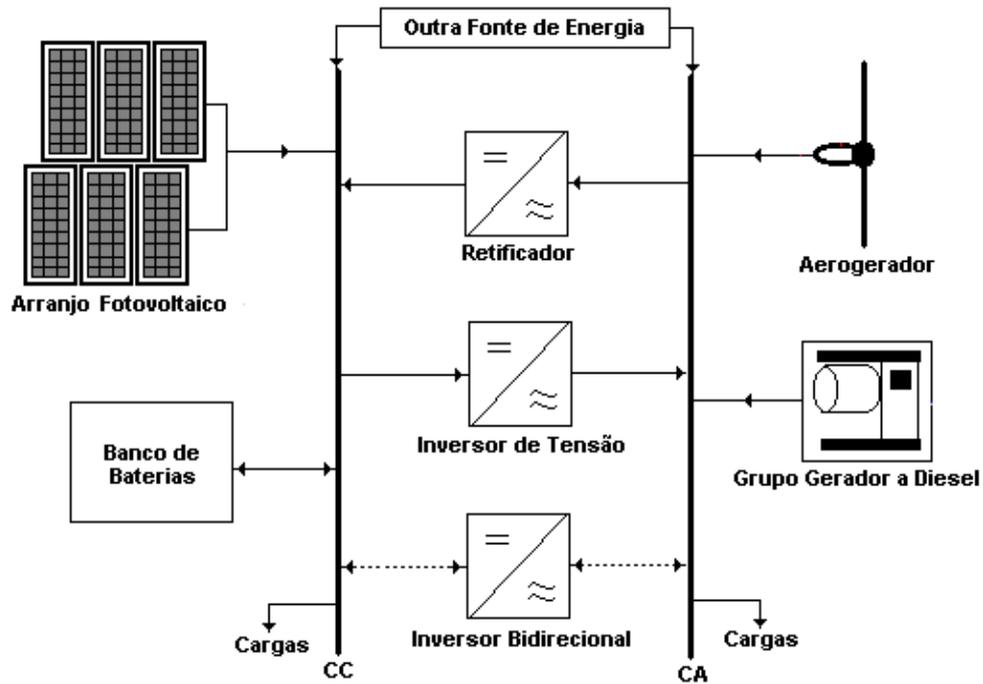


Figura 1.1 – Configuração geral de um sistema híbrido de energia.

Na literatura, não há um consenso do ano de implantação do primeiro sistema híbrido; tão pouco existem cadastros que apontem o número de sistemas em funcionamento no mundo. Todavia, sabe-se que o emprego dos mesmos teve seu início na década de 1970, provavelmente decorrente da crise do petróleo em 1973. Quinlan [4] destaca como um dos primeiros sistemas, o sistema híbrido eólico-diesel instalado no ano de 1977 em Clayton, Novo México, Estados Unidos da América (EUA). Por outro lado, Nelson et alii [5] dão destaque ao sistema solar-diesel instalado no ano de 1978 na reserva indígena Papago, Arizona, EUA.

Os dois sistemas híbridos supracitados tiveram um importante papel na construção dos arcabouços de inúmeros outros sistemas ao redor do mundo, cuja principal finalidade, especialmente na década de 1980, era a redução do consumo de óleo combustível e, conseqüentemente, dos custos operacionais.

A partir do final da década de 1990, a inserção desses sistemas, além de se preocupar com a redução dos custos operacionais, bem como os de capital (há casos onde os custos de capital de um sistema de única fonte são bem superiores aos de um híbrido), passou também a se preocupar com a questão ambiental.

Na mesma década, a maturidade das tecnologias fotovoltaica e eólica e o bom desempenho dos sistemas híbridos fotovoltaico-diesel e eólico-diesel abriram caminho para a instalação dos sistemas fotovoltaico-eólico-diesel [6]. Na extensa pesquisa realizada no escopo deste trabalho verificou-se ainda o surgimento de outros tipos de configurações de sistemas nesse mesmo período, como:

- Sistema híbrido fotovoltaico-eólico de Joanes, Estado do Pará, Brasil [7];
- Sistema híbrido micro-hídrico-diesel de Kun Pae, Província de Chiang Mai, Tailândia [8];
- Sistema híbrido fotovoltaico-micro-hídrico de Taratak, Indonésia [9].

No início deste século, uma gama de trabalhos, [10-13] antevêm a inserção das células a combustível nos sistemas híbridos, dada sua grande eficiência na conversão de energia.

A figura 1.2 apresenta resumidamente a evolução do emprego dos sistemas híbridos.

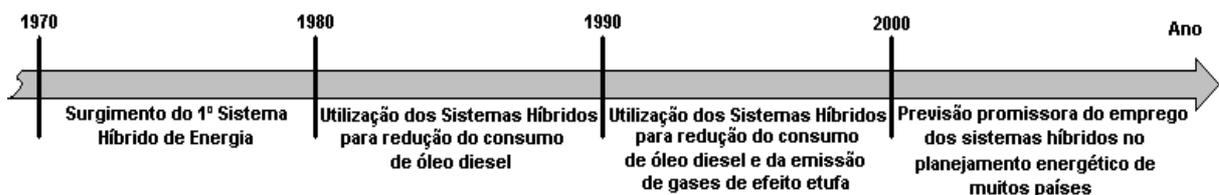


Figura 1.2 – Evolução do emprego dos sistemas híbridos.

O número de sistemas híbridos instalados nos países em desenvolvimento está sendo incrementado a cada ano. Porém, são nos considerados desenvolvidos que sua utilização é mais disseminada. Alguns exemplos de sistemas híbridos implantados no mundo, separados por continentes, são listados nas tabelas 1.1 a 1.7 (tabelas 1.2 a 1.4 – continente americano).

Tabela 1.1 – Exemplos de sistemas híbridos implantados na África.

Localidade	País	Ano	Configuração	Capacidade	Fonte
Sal Island	Cabo Verde	1985	Eólico-diesel	55 kW (eólico) não disponível (diesel)	[14]
Sta. Catarina	Cabo Verde	1987	Eólico-diesel	55 kW (eólico) 125 kW (diesel)	[14]
Tarrafal	Cabo Verde	1987	Eólico-diesel	30 kW (eólico) 70 kW (diesel)	[14]

Tabela 1.2 – Exemplos de sistemas híbridos implantados na América Central.

Localidade	País	Ano	Configuração	Capacidade	Fonte
Cayo Romano	Cuba	1999	Eólico-diesel	10 kW (eólico) 10 kW (diesel)	[5]
Morn Salnave	Haiti	2001	Fotovoltaico-eólico-diesel	2,24 kWp (fotovoltaico) 1,2 kW (eólico) 6,5 kVA (diesel)	[5]
Hilaire	Haiti	2001	Fotovoltaico-eólico-diesel	2,24 kWp (fotovoltaico) 2,4 kW (eólico) 12,5 kVA (diesel)	[5]

Tabela 1.3 – Exemplos de sistemas híbridos implantados na América do Sul.

Localidade	País	Ano	Configuração	Capacidade	Fonte
Fernando de Noronha	Brasil	1986	Eólico-diesel	75 kW (eólico) 50 kW (diesel)	[14]
Isla Huapi	Chile	1996	Eólico-diesel	não disponível	[6]
Puacho	Chile	1996	Eólico-diesel	não disponível	[6]
Jujuy	Argetina	1996	Micro-hídrico-diesel	50 kW (hídrico) 48 kW (diesel)	[5]
Vila Campinas	Brasil	1996	Fotovoltaico-diesel	51,2 kWp (fotovoltaico) 96 kW (diesel)	[15]
Joanes	Brasil	1997	Fotovoltaico-diesel	10,2 kWp (fotovoltaico) 40 kW (eólico)	[15]
Praia Grande	Brasil	1998	Eólico-diesel	7,5 kW (eólico) 12 kW (diesel)	[15]
Tamaruteua	Brasil	1999	Fotovoltaico-eólico-diesel	1,92 kWp (fotovoltaico) 15 kW (eólico) 24 kW (diesel)	[15]
Isla Tac	Chile	2000	Eólico-diesel	15 kW (eólico) 12 kW (diesel)	[5]
RAPS Indiana	Peru	2001	Fotovoltaico-diesel	60 kW (fotovoltaico) 200 kW (diesel)	[5]
Araras	Brasil	2001	Fotovoltaico-diesel	20,5 kWp (fotovoltaico) 162 kW (diesel)	[15]
São Tomé	Brasil	2003	Fotovoltaico-eólico-diesel	3,2 kWp (fotovoltaico) 7,5 kW (eólico) 16 kW (diesel)	[15]

Tabela 1.4 – Exemplos de sistemas híbridos implantados na América do Norte.

Localidade	País	Ano	Configuração	Capacidade	Fonte
Clayton	EUA	1977	Eólico-diesel	200 kW (eólico) não disponível (diesel)	[14]
Papago Indian Reservation	EUA	1978	Fotovoltaico-diesel	3,5 kWp (fotovoltaico) não disponível (diesel)	[5]
Block Islands	EUA	1979	Eólico-diesel	150 kW (eólico) 1.125 kW (diesel)	[14]
Natural Bridges	EUA	1980	Fotovoltaico-diesel	100 kW (eólico) 40 kW (diesel)	[5]
Ft. Severn	Canadá	1985	Eólico-diesel	60 kW (eólico) 405 kW (diesel)	[14]
Calvert Island	Canadá	1986	Eólico-diesel	2-3 kW (eólico) 12 kW (diesel)	[14]
AWST	Canadá	1987	Eólico-diesel	37,5 kW (eólico) 2-5 kW (diesel)	[14]
Cambridge Bay	Canadá	1987	Eólico-diesel	4-25 kW (eólico) não disponível (diesel)	[14]
El Oyameyo	México	1991	Fotovoltaico-eólico	não disponível	[6]
Maria Magdalena Village	México	1992	Fotovoltaico-eólico-diesel	4,3 kWp (fotovoltaico) 5 kW (eólico) 16,7 kVA (diesel)	[5]
X-Calak	México	1993	Fotovoltaico-eólico-diesel	não disponível	[6]
San Antonio Agua Bendita	México	1993	Fotovoltaico-eólico-diesel	12,4 kWp (fotovoltaico) 20 kW (eólico) 40 kW (diesel)	[5]
Costa de Cocos	México	1996	Fotovoltaico-eólico-diesel	1 kWp (fotovoltaico) 10 kW (eólico) 15 kW (diesel)	[5]
Volcanoes National Park	EUA	1998	Fotovoltaico-propano	0,9 kWp (fotovoltaico) 4,5 kW (diesel)	[5]
Joshua Tree	EUA	1998	Fotovoltaico-diesel	21 kWp (fotovoltaico) não disponível (diesel)	[5]
San Juanico Village	México	1999	Fotovoltaico-eólico-diesel	17 kWp (fotovoltaico) 100 kW (eólico) 80 kW (diesel)	[5]
Chorreras Icemaker	México	1999	Fotovoltaico-diesel	2,4 kWp (fotovoltaico) 6,3 kW (diesel)	[5]

Tabela 1.5 – Exemplos de sistemas híbridos implantados na Ásia.

Localidade	País	Ano	Configuração	Capacidade	Fonte
Taratak	Indonésia	1989	Fotovoltaico-micro-hídrico	48 kWp (fotovoltaico) 6,3 kW (hídrico)	[9]
Inner Mongolia	China	1990	Eólico-diesel	10 kW (eólico) 18 kW (diesel)	[5]
Ashikaga I. T.	Japão	1995	Fotovoltaico-eólico	não disponível	[6]
Rote Island	Indonésia	2000	Fotovoltaico-eólico-diesel	22 kWp (fotovoltaico) 10 kW (eólico) 20 kW (diesel)	[5]
Pheriche	Nepal	2001	Fotovoltaico-eólico	0,75 kWp (fotovoltaico) 5 kW (eólico)	[5]

Tabela 1.6 – Exemplos de sistemas híbridos implantados na Oceania.

Localidade	País	Ano	Configuração	Capacidade	Fonte
Waturru	Austrália	1992	Fotovoltaico-eólico	0,6 kWp (fotovoltaico) 20 kW (eólico)	[5]
Darling Scarp	Austrália	1994	Fotovoltaico-eólico- gasolina	0,48 kWp (fotovoltaico) 1 kW (eólico) não disponível (gasolina)	[5]
Eneabba- Camamah	Austrália	1994	Fotovoltaico-diesel	1 kWp (fotovoltaico) 5 kVA (diesel)	[5]

Tabela 1.7 – Exemplos de sistemas híbridos implantados na Europa.

Localidade	País	Ano	Configuração	Capacidade	Fonte
Inis Oirr	Irlanda	1981	Eólico-diesel	63 kW (eólico) 82 kW (diesel)	[14]
ECN	Holanda	1982	Eólico-diesel	2-30 kW (eólico) 50 kW (diesel)	[14]
Chalmers University	Suíça	1982	Eólico-diesel	22 kW (eólico) 20 kW (diesel)	[14]
Fair Isle	Inglaterra	1982	Eólico-diesel	55 kW (eólico) 70 kW (diesel)	[14]
Lundy Island	Inglaterra	1982	Eólico-diesel	55 kW (eólico) 33 kW (diesel)	[14]
Schnittlingen	Alemanha	1983	Eólico-diesel	11 kW (eólico) 25 kW (diesel)	[14]
RAL	Inglaterra	1983	Eólico-diesel	16 kW (eólico) 7 kW (diesel)	[14]
RisØ	Dinamarca	1984	Eólico-diesel	55 kW (eólico) 35 kW (diesel)	[14]
Kythnos Island	Grécia	1984	Eólico-diesel	5-22 kW (eólico) 31,4 kW (diesel)	[14]
Askeskar	Suíça	1984	Eólico-diesel	18,5 kW (eólico) 8,1 kW (diesel)	[14]
Cape Clear	Irlanda	1985	Eólico-diesel	2-30 kW (eólico) 65 kW (diesel)	[14]
Martingy	Suécia	1985	Eólico-diesel	160 kW (eólico) 130 kW (diesel)	[14]
Calbria	Itália	1986	Eólico-diesel	20 kW (eólico) 20 kW (diesel)	[14]
Bujaraloz	Espanha	1986	Eólico-diesel	25 kW (eólico) 16 kW (diesel)	[14]
Machynileth	Inglaterra	1986	Eólico-diesel	15 kW (eólico) 10 kW (diesel)	[14]
Hellgoland	Alemanha	1987	Eólico-diesel	1.200 kW (eólico) 1.200 kW (diesel)	[14]
Domaine de Las Tours	França	1987	Eólico-diesel	10-12 kW (eólico) 152 kW (diesel)	[14]
Shetland Islands	Inglaterra	1988	Eólico-diesel	750 kW (eólico) não disponível (diesel)	[14]
Froeya	Noruega	1989	Eólico-diesel	55 kW (eólico) 50 kW (diesel)	[14]
Terschelling	Holanda	1990	Fotovoltaico-eólico-diesel	não disponível	[6]
Argestues	Espanha	1992	Fotovoltaico-eólico-diesel	não disponível	[6]
Islas Canárias	Espanha	1995	Eólico-diesel	não disponível	[6]

Segundo Wichert [16] em países como Índia, Tailândia, Espanha, África do Sul e Austrália, os sistemas híbridos de energia já estão se tornando parte integrante do planejamento energético em áreas não abastecidas.

No Brasil, ainda não há políticas ou incentivos para o emprego desses sistemas. Todavia, diversas instituições nacionais, como a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), o Centro de Pesquisa de Energia Elétrica (CEPEL), o Grupo de Estudos e Desenvolvimento de Alternativas Energéticas (GEDAE)/Universidade Federal do Pará (UFPA), o Centro Brasileiro de Energia Eólica (CBEE)/Universidade Federal de Pernambuco (UFPE), o Laboratório de Energia Solar (LABSOLAR)/Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), a Petróleo Brasileiro S.A. (PETROBRAS); e internacionais, como o *U.S. Department of Energy* (DOE), através do *National Renewable Energy Laboratory* (NREL), interessadas na utilização desses sistemas, têm promovido a instalação e/ou monitoração dos sistemas híbridos nacionais, além de estudos diversificados.

O primeiro sistema híbrido documentado no Brasil corresponde ao sistema híbrido eólico-diesel de Fernando de Noronha, no Estado de Pernambuco [14]. Esse sistema era composto por uma potência eólica de 75 kW e diesel-elétrica de 50 kW. Hoje, tal sistema, após um processo de repotencialização, conta com uma capacidade nominal de geração de 2,1 MW (300 kW eólica e 1,8 MW diesel-elétrica), sendo o maior sistema eólico-diesel do país [17]. As figuras 1.3 e 1.4 mostram os aerogeradores desse sistema.



Figura 1.3 – Aerogerador de 75 kW de Fernando de Noronha [18].



Figura 1.4 – Aerogerador de 225 kW de Fernando de Noronha [19].

O GEDAE/UFPA, na Amazônia, destaca-se por possuir grande experiência no desenvolvimento de projetos e instalação de sistemas híbridos. Dentre esses, [20-22] descrevem, respectivamente, o comissionamento dos sistemas híbridos das vilas de Praia Grande, Tamaruteua e São Tomé. Esses sistemas, em conjunto com outros, são descritos e analisados nos capítulos seguintes.

No Brasil, existem ainda vários trabalhos que seguem a linha de pesquisa nesse tipo de sistemas. Por exemplos, Cunha [23] e [24] propõe um sistema híbrido eólico-diesel para o suprimento da demanda da Ilha de Algodal, Estado do Pará, e Vale [25] em seu estudo, apresenta uma análise técnica e econômica de um sistema do mesmo tipo por meio de monitorações. Beluco [26] estabelece bases técnicas para o dimensionamento do aproveitamento híbrido hidrelétrico-fotovoltaico. García [6] analisa o comportamento de sistemas híbridos do tipo fotovoltaico-eólico de pequeno porte através de ensaios em um protótipo constituído de um arranjo fotovoltaico de 420 Wp e um aerogerador de 400 W. Blasques [27] desenvolve um programa computacional (AVES-H) para análise técnica e econômica de sistemas híbridos.

No presente momento, o estágio alcançado de maturidade, divulgação e confiabilidade dos sistemas híbridos deve-se aos avanços tecnológicos de muitas áreas de pesquisas, dentre os quais podem-se destacar:

- Avanços na conversão elétrica de energia através do desenvolvimento da eletrônica de potência;
- Desenvolvimento de programas computacionais para simulação e análise de sistemas híbridos (Hybrid 2, HOMER, VIPOR, etc.);
- Contínua elevação da eficiência e robustez dos equipamentos geradores (principalmente dos módulos fotovoltaicos e aerogeradores);
- Desenvolvimento de sistemas de controle automático mais confiáveis;
- Desenvolvimento da tecnologia de baterias chumbo-ácido livres de manutenção para sistemas de eletrificação com fontes renováveis.

1.4 – Principais Tipos de Sistemas

Como observado nas tabelas 1.1 a 1.7, são muitos os tipos de sistemas híbridos em uso. Dentre esses, destacam-se como principais os seguintes:

- a. Sistema eólico-diesel;
- b. Sistema fotovoltaico-diesel;
- c. Sistema fotovoltaico-eólico-diesel;
- d. Sistema fotovoltaico-eólico.

a. Sistema híbrido eólico-diesel

A expressão sistema *híbrido eólico-diesel* refere-se a um sistema de geração de eletricidade baseado nos aproveitamentos eólico e diesel-elétrico operando de maneira combinada, porém não necessariamente em paralelo, com a finalidade de atender uma determinada carga.

Um sistema híbrido eólico-diesel é então constituído basicamente por um único aerogerador, ou vários (parque eólico), associado a um subsistema de geração diesel-elétrica.

Um sistema de controle (manual ou automático) deve gerenciar o uso dos subsistemas de geração e o suprimento das cargas. Caso o sistema híbrido eólico-diesel tenha dois barramentos (figura 1.1), dispositivos de conversão de potência (retificadores e inversores) são necessários para adequar os sinais de acordo com o uso final da energia. O sistema pode possuir ainda dispositivos de armazenamento. As características mais relevantes, tanto desses dispositivos quanto dos conversores de potência são abordadas na Seção 1.6.

As unidades geradoras a diesel podem atuar como componentes principais e, portanto, o subsistema de geração eólica é usado para economizar combustível, ou podem atuar como unidades de geração de reserva, para garantir o funcionamento do sistema híbrido durante possíveis períodos de indisponibilidade da fonte eólica. Este último modo de atuação dos geradores a diesel é tipicamente encontrado nos sistemas híbridos eólico-diesel de pequeno porte, nos quais os aerogeradores operam suprindo a demanda elétrica e carregando um sistema de armazenamento até que haja insuficiência de ventos ou se atinja a velocidade máxima de segurança.

A opção de operação em paralelo de ambas as fontes de geração é mais apropriada para os sistemas cujo porte vária de médio a grande.

Os sistemas híbridos eólico-diesel são considerados como os precursores dos demais sistemas híbridos (tabela 1.3), sendo mundialmente os mais difundidos.

b. Sistema híbrido fotovoltaico-diesel

Nesse sistema, conforme denominação, a disponibilidade do recurso solar é combinada com a diesel-elétrica para geração de eletricidade.

A constituição de um sistema híbrido fotovoltaico-diesel é bem semelhante à do sistema eólico-diesel, porém com a diferença de utilizar a combinação (série/paralelo) de módulos fotovoltaicos em vez de aerogeradores.

Devido ao preço elevado dos módulos fotovoltaicos, esse tipo de sistema híbrido era outrora pouco utilizado. No entanto, com a diminuição considerável dos custos desses equipamentos nas últimas décadas e o grau de consolidação alcançado por tal tecnologia de geração, além da vantagem de possuir maior modularidade do que a tecnologia eólica, o uso desse sistema tornou-se cada vez mais freqüente.

c. Sistema híbrido fotovoltaico-eólico-diesel

A combinação dos aproveitamentos renováveis solar fotovoltaico e eólico com unidades geradoras a diesel em um único sistema de geração de eletricidade introduz o conceito de sistema híbrido fotovoltaico-eólico-diesel.

O sistema em questão opera de maneira similar aos anteriores, porém com a vantagem de incorporar duas fontes renováveis, que atuam permitindo principalmente uma maior redução do consumo de óleo diesel e, portanto, dos custos referentes ao uso desse combustível, além do aumento da confiabilidade do sistema gerador.

A origem dos sistemas híbridos fotovoltaico-eólico-diesel deu-se após os bons resultados de desempenho dos sistemas eólico-diesel e fotovoltaico-diesel.

d. Sistema fotovoltaico-eólico

Um sistema híbrido de geração do tipo fotovoltaico-eólico é baseado nos aproveitamentos fotovoltaico e eólico. A combinação dessas fontes procura explorar satisfatoriamente a complementaridade entre ambas ao longo do tempo.

Uma importante vantagem do sistema híbrido fotovoltaico-eólico é não empregar recursos não renováveis, como, por exemplo, o óleo diesel.

Como mencionado anteriormente, há outros tipos de sistemas híbridos que seguem os mesmos princípios de operação dos abordados nesta seção. No entanto, com aplicação a nível de projetos pilotos. São eles: o hídrico-diesel, hídrico-fotovoltaico, o eólico-fotovoltaico-biogás, o fotovoltaico-eólico-gasolina, o fotovoltaico-propano e o eólico-fotovoltaico-hídrico [5,9,28]

1.5 – Classificações

Os sistemas híbridos podem ser classificados de várias formas. As geralmente encontradas na literatura, e destacadas neste trabalho, são as classificações quanto à interligação com a rede elétrica convencional, quanto à prioridade de uso das fontes de energia e quanto à configuração. Uma outra classificação referente ao porte do sistema é também sugerida nesta seção.

Antes de iniciar a abordagem de cada uma das classificações, fazem-se necessárias algumas considerações:

1. A fonte de energia não renovável será representada por grupos geradores a diesel, devido aos mesmos serem os mais utilizados;
2. Para o armazenamento da energia excedente utiliza-se um banco de baterias;
3. O destino final da energia gerada pelo sistema será para o atendimento de cargas CA.

1.5.1 – Classificação Quanto à Interligação com a Rede Elétrica Convencional

Quanto à interligação com a rede elétrica convencional, os sistemas híbridos são classificados em:

- a. Isolados,
- b. Conectados à rede.

a. Sistemas híbridos isolados

Sistemas híbridos isolados são aqueles que suprem uma determinada carga sem estarem conectados à rede elétrica do sistema interligado. Em geral, esses sistemas necessitam de algum tipo de sistema de armazenamento, de modo a permitir o fornecimento em período de indisponibilidade dos recursos renováveis, a estabilização da tensão do sistema, ou sirva, ainda, como instrumento na montagem de uma estratégia de operação, que vise ao ponto ótimo de operação do sistema.

Atualmente, os sistemas híbridos isolados tornaram-se uma importante alternativa para a eletrificação de localidades remotas através de mini-redes.

b. Sistemas híbridos interligados à rede

Sistemas híbridos interligados à rede elétrica são aqueles em que a energia gerada é entregue à rede elétrica convencional, complementando assim a geração (essa forma de geração é conhecida como geração distribuída).

Para a interligação, é indispensável a utilização de equipamentos adequados que atuem na proteção, conversão (inversor) e sincronismo do nível de tensão e frequência das fontes de geração, garantindo assim a qualidade da energia elétrica em operação normal ou de contingência (falta na rede, perdas de geração, etc.).

Não será dada maior ênfase nesses tipos de sistema, pois os mesmos fogem ao escopo desse trabalho.

1.5.2 – Classificação Quanto à Prioridade de Uso das Fontes de Energia

Nesse tipo de classificação os sistemas híbridos são enquadrados em duas categorias:

- a. Sistemas baseados no recurso não renovável;
- b. Sistemas baseados no recurso renovável.

a. Sistemas baseados no recurso não renovável

Nesse tipo de sistema a geração proveniente das fontes renováveis de energia é utilizada apenas para o suprimento da carga no período da demanda baixa, na qual o grupo gerador a diesel operaria com baixa eficiência. O eventual excesso da geração renovável é geralmente armazenado em um banco de baterias para utilização futura, quando necessário.

Salienta-se que a energia oriunda das fontes renováveis é consideravelmente inferior à média diária da carga demandada.

b. Sistemas baseados no recurso renovável

Nesse tipo de sistema o grupo gerador a diesel serve apenas como um sistema de reserva, que suprirá a carga em condições de baixa geração renovável e alta demanda. Para o suprimento da carga média diária as fontes renováveis de energia e o banco de baterias têm que apresentar contribuições bem maiores que as descritas no item anterior.

Para uma particular aplicação, a dependência com o local de implantação e a viabilidade técnica e econômica fazem com que os sistemas híbridos sejam projetados para operarem entre os dois extremos anteriormente mencionados.

1.5.3 – Classificação Quanto à Configuração

Considerando sua configuração, os sistemas híbridos são classificados em [2,29]:

- a. Série;
- b. Chaveado;
- c. Paralelo.

a. Sistema híbrido série

No sistema híbrido série (denominação esta dada por alguns autores, devido ao transporte da energia até as cargas CA ser realizado em seqüência), mostrado esquematicamente na figura 1.5, as fontes de energia renovável e não renovável (grupo gerador a diesel) são usadas para carregar o banco de baterias.

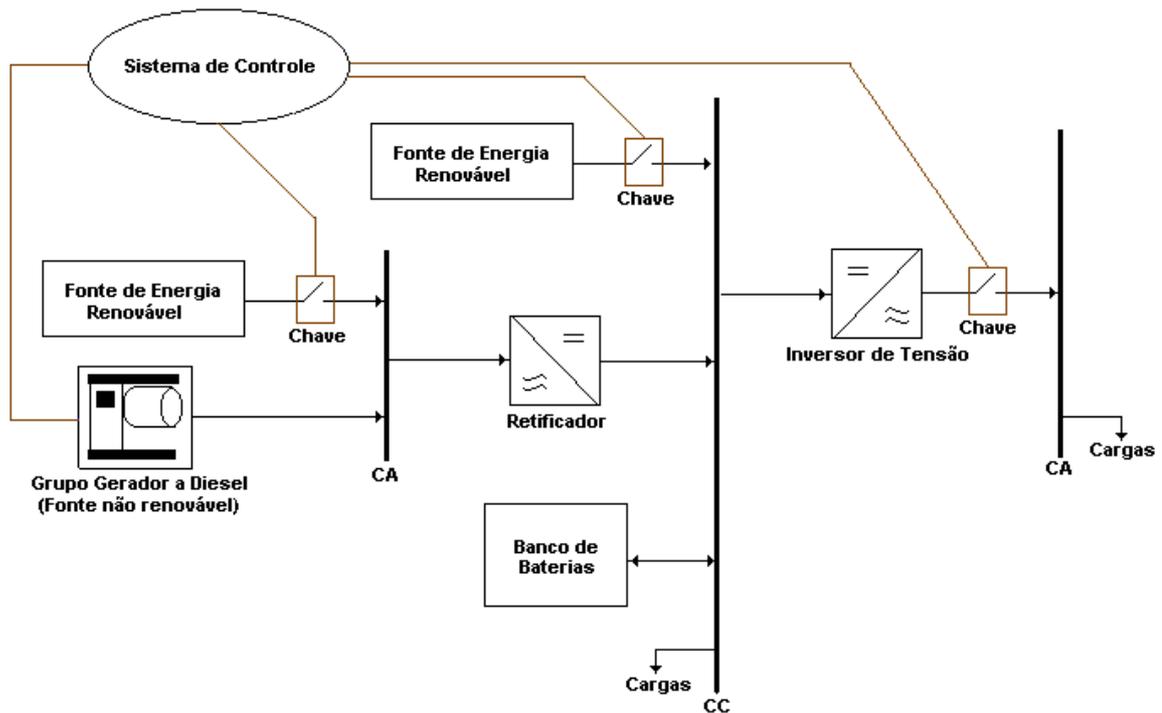


Figura 1.5 – Sistema híbrido série.

As cargas CC são supridas diretamente pelo barramento CC, enquanto que as cargas CA são supridas através do inversor de tensão.

A operação do sistema pode ser de forma manual ou automática, sendo necessário, neste caso, um sistema de controle que realize a gerência do estado de carga do banco de baterias e o processo de acionamento/desligamento do grupo gerador.

A principal vantagem dessa configuração é a simplicidade de implantação do projeto e as desvantagens são:

- ❑ A eficiência global do sistema é baixa, devido à configuração série dos elementos do sistema. Por exemplo, a energia CA proveniente do grupo gerador flui através de dois estágios de conversão;
- ❑ O inversor não pode operar em paralelo com o gerador a diesel; portanto, o mesmo deve ser projetado para suprir a demanda máxima do sistema;
- ❑ Possíveis interrupções no fornecimento de energia, caso o inversor venha a apresentar problemas operacionais.

b. Sistema híbrido chaveado

Essa configuração (figura 1.6), apesar de suas limitações, é hoje a mais empregada nos sistemas híbridos.

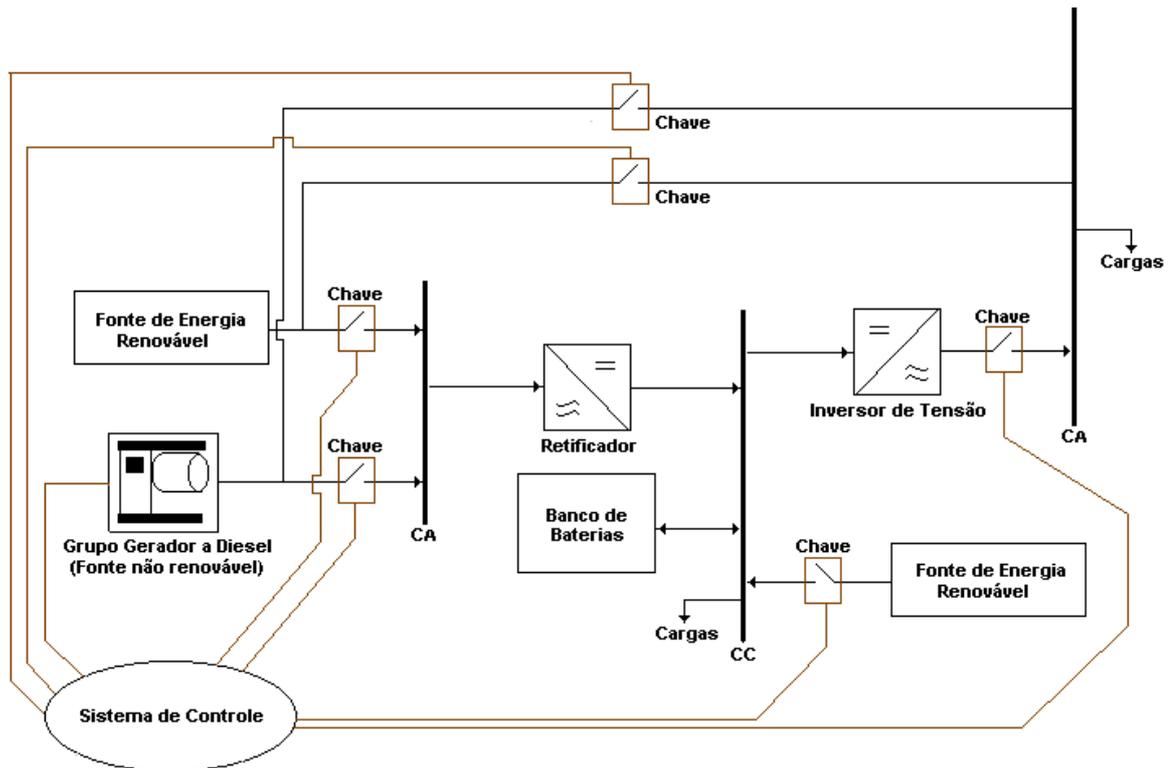


Figura 1.6 – Sistema híbrido chaveado.

O banco de baterias é carregado pela fonte renovável e/ou pelo grupo gerador a diesel. A carga CA pode ser suprida diretamente pelo grupo gerador a diesel, ou pelo inversor de tensão; porém, nunca pelos dois ao mesmo tempo. A carga CC é suprida pelo barramento CC.

O chaveamento entre as fontes pode se dar de maneira manual ou automática. Para a maneira automática, um sistema de controle mais complexo, que monitore a demanda elétrica, a geração renovável e o estado de carga do banco de baterias, é necessário.

As principais vantagens desse sistema são:

- Ambas as fontes (renovável ou não) podem suprir diretamente as cargas; portanto, em caso de falta ou necessidade de manutenção de uma, a outra é acionada;
- Aumento na eficiência global do sistema, devido à eliminação de um estágio de conversão, para o caso de um atendimento em CA feito diretamente.

Com relação às desvantagens, podem-se citar:

- Interrupção momentânea quando é realizado o chaveamento entre as fontes, especialmente para o caso do chaveamento manual;
- O grupo gerador a diesel e o inversor têm que ser projetados para suprir a demanda máxima.

c. Sistema híbrido paralelo

Um diagrama de blocos desse tipo de sistema é mostrado na figura 1.7. A energia proveniente das fontes pode suprir as cargas CA e CC separadamente, para demandas baixa e média, bem como em paralelo, para os períodos de demanda máxima, através do sincronismo entre o inversor e o grupo gerador a diesel e/ou outra fonte renovável conectada no barramento CA. O inversor bidirecional pode carregar o banco de baterias (função retificador) ou atuar como inversor sob operação normal.

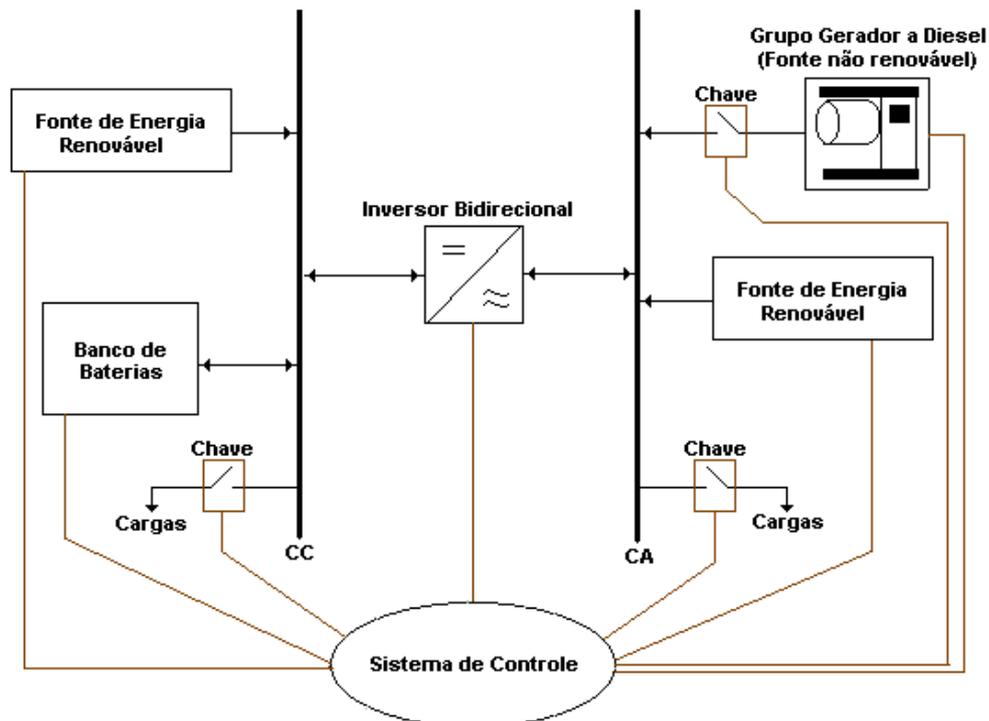


Figura 1.7 – Sistema híbrido paralelo.

As principais vantagens desse sistema são listadas abaixo:

- A eficiência do grupo gerador a diesel pode ser maximizada;
- A manutenção do grupo gerador pode ser minimizada;
- Redução das capacidades do grupo gerador, banco de baterias, fontes renováveis e inversor e, conseqüentemente, dos custos de investimento.

A obrigatoriedade de um sistema de controle mais complexo e sofisticado, que garanta o sincronismo das fontes de geração é a principal desvantagem desses sistemas para pequenas capacidades instaladas.

1.5.4 – Classificação Quanto ao Porte

Após análise das capacidades nominais instaladas dos sistemas híbridos documentados, pode-se sugerir a seguinte classificação quanto ao seu porte:

- a. Sistema híbrido de micro porte – Capacidades < 1 kW (faixa de potência utilizada para o atendimento de pequenas cargas individuais);
- b. Sistema híbrido de pequeno porte – $1 \text{ kW} \leq \text{Capacidade} < 100 \text{ kW}$ (faixa de potência mais utilizada);
- c. Sistema híbrido de médio porte – $100 \text{ kW} \leq \text{Capacidade} < 1.000 \text{ kW}$ (faixa de potência tipicamente constituída por grandes capacidades relativas ao subsistema de geração diesel-elétrica);
- d. Sistema híbrido de grande porte – Capacidade $> 1.000 \text{ kW}$ (há poucos sistemas híbridos no mundo cuja capacidade está dentro dessa faixa. Como exemplo de um sistema desse porte tem-se o sistema híbrido eólico-diesel de San Clemente Island, EUA, comissionado no ano de 1998, com a capacidade nominal de 3,4 MW – 450 kW eólica e 2,95 MW diesel-elétrica [5]).

É importante comentar que a classificação sugerida é bastante relativa aos dados atuais dos sistemas, podendo ser modificada com o desenvolvimento das capacidades dos mesmos ao longo do tempo.

1.6 – Composição dos Sistemas

Um sistema híbrido para geração de eletricidade compreende as tecnologias de geração (os geradores propriamente ditos) e outros equipamentos que transformam, armazenam e gerenciam a energia elétrica, para que esta possa ser utilizada adequadamente. A seguir são caracterizados os principais equipamentos, sem todavia pretender-se aqui expor os detalhes técnicos de fabricação dos mesmos. A esse respeito existe uma vasta gama de referências bibliográfica.

1.6.1 – Tecnologias de Geração

- **Módulos fotovoltaicos**

Os módulos fotovoltaicos (figura 1.8) são os dispositivos geradores responsáveis em converter diretamente a energia proveniente do Sol em eletricidade.



Figura 1.8 – Módulos fotovoltaicos.

Eles são constituídos por um conjunto de células fotovoltaicas, em geral em números de 30 ou 36 unidades, interligadas em série por pequenos contatos metálicos. As células são normalmente encapsuladas entre camadas de vidro temperado e anti-reflexivo como cobertura frontal, acetato de vinil etileno (EVA) e polifluoreto de vinila como cobertura de fundo. Esse encapsulamento tem como objetivo proporcionar uma máxima proteção contra as severas condições ambientais. O laminado resultante é emoldurado por uma estrutura de alumínio anodizado, que oferece uma estrutura mais rígida e de fácil instalação. Uma caixa de junção na parte posterior constitui o instrumento das conexões elétricas.

As células fotovoltaicas na sua grande maioria são produzidas a partir de vários materiais semicondutores, que devidamente dopados (formação da junção pn) e expostos à luz (fótons com energia maior que o gap) dão origem ao efeito fotovoltaico (descoberta creditada ao cientista francês Edmond Becquerel, em 1839) e conseqüentemente, à eletricidade [30].

A célula fotovoltaica de silício monocristalino (mono-Si) é historicamente a mais utilizada, devido ao domínio tecnológico de sua produção, abundância de matéria prima que lhe dá origem (segundo material mais encontrado na crosta terrestre) e eficiência (cerca de 12 – 15% típico e 24% em laboratório).

Entretanto, existe uma grande quantidade de outros semicondutores capazes de produzir células fotovoltaicas com eficiência razoável, tais como o próprio silício, na forma amorfa (a-Si), com eficiência de cerca de 6 – 7% típico e 13% em laboratório, ou policristalina (poli-Si), com eficiência de 11 – 14% típico e 18% em laboratório. A figura 1.9 ilustra módulos fotovoltaicos com as três formas de exploração do silício.



Figura 1.9 – Formas de exploração do silício.

Destaca-se também a utilização de tecnologia de filmes finos, que consiste em células cujas camadas ativas são filmes – policristalinos ou desordenados (amorfo) – depositados ou formados em um substrato eletricamente passivo ou ativo.

Com a finalidade de reduzir custos, outras formas são consideradas na fabricação das células fotovoltaicas, tais como silício com menor nível de pureza, lingotes ou lâminas de silício com seção quadrada, silício na forma de placas ou fitas, esferas de silício monocristalino, entre outras. Entretanto, o uso crescente da tecnologia fotovoltaica tem despertado o estudo de outros materiais, tais como o arseneto de gálio (GaAs), o disseleneto de cobre-índio (CIS) e o telureto de cádmio (CdTe), entre outros.

No mercado existem vários fabricantes (por exemplo, a Kyocera e a Shell Solar) e modelos, com extensa faixa de capacidades de potência (Wp), que são selecionados de acordo com a necessidade do projeto. Ademais, outros parâmetros elétricos que caracterizam a funcionalidade dos módulos fotovoltaicos sob a condição padrão de testes³ são: corrente de curto-circuito (I_{cc}), tensão de circuito aberto (V_{ca}), tensão de máxima potência (V_{mp}), corrente de máxima potência (I_{mp}) e potência máxima (P_m). Esses parâmetros são mostrados na curva I-V (figura 1.10).

³ Condição padrão de testes: irradiância de 1.000 W/m^2 , temperatura da célula de 25°C e massa de ar (AM) igual a 1,5.

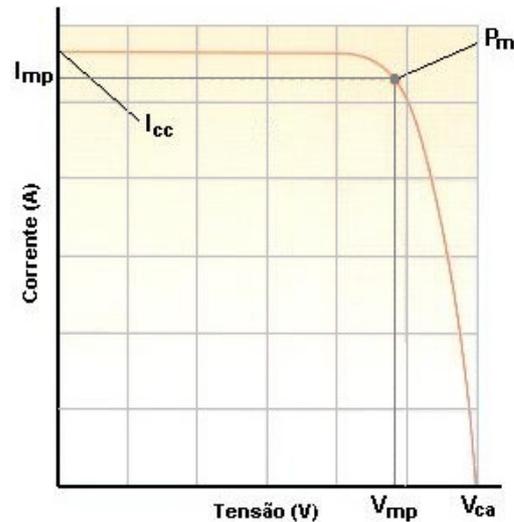


Figura 1.10 – Curva I-V.

Os principais fatores que influenciam as características elétricas da célula fotovoltaica e, conseqüentemente, dos módulos são a irradiância e a temperatura. A figura 1.11 mostra essa influência.

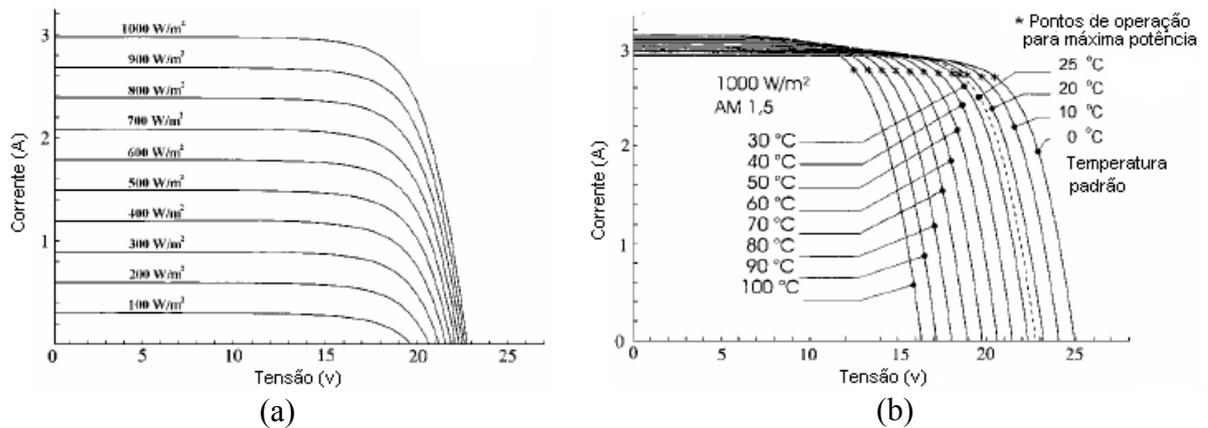


Figura 1.11 – Influência da (a) irradiância e (b) temperatura sobre a eficiência das células ou módulos fotovoltaicos.

A interligação dos módulos (série ou paralela) define a tensão e a corrente de saída sob a forma de um arranjo fotovoltaico, e o posicionamento e a orientação corretos dos mesmos aumentarão a energia produzida pelo arranjo.

- **Aerogeradores**

Os aerogeradores são dispositivos responsáveis por converter a energia cinética contida nos ventos em energia mecânica e, em seguida, em eletricidade. A figura 1.12 ilustra alguns modelos de aerogeradores de eixo horizontal.

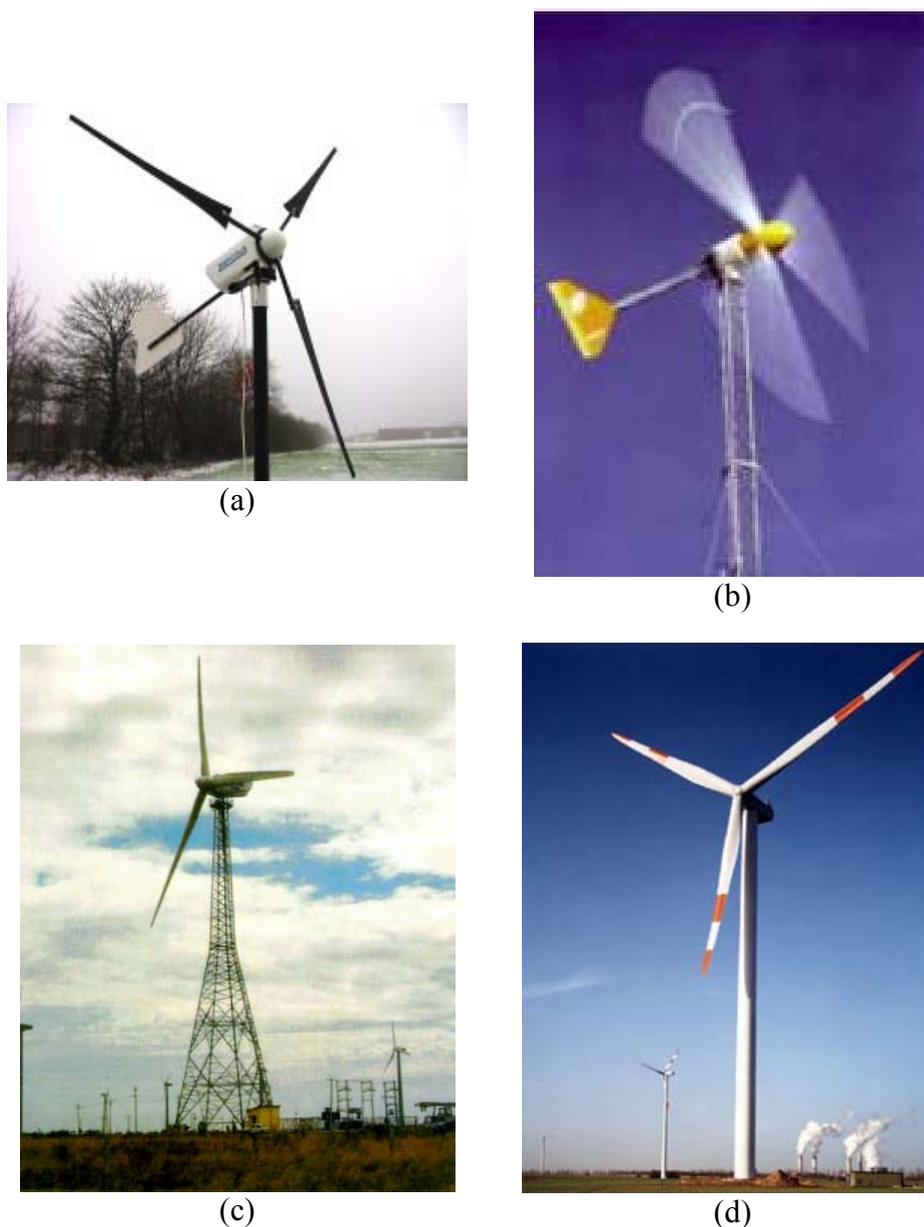


Figura 1.12 – Aerogeradores de (a) e (b) pequeno porte - capacidade ≤ 10 kW, (c) médio porte - 10 kW $<$ capacidade ≤ 500 kW e (d) grande porte - capacidade > 500 kW).

Os primeiros aerogeradores desenvolvidos em escala comercial (década de 1980) tinham capacidades nominais entre 10 e 100 kW. No início de 1990, a capacidade das máquinas aumentou para a faixa de 100 a 300 kW. Em 1995, a maioria dos fabricantes de grandes aerogeradores ofereciam modelos de 300 kW a 600 kW. Na transição do século XX para o XXI foram introduzidos comercialmente os aerogeradores de 1 e 1,5 MW, iniciando a geração de máquinas de grande porte, que atualmente culmina em uma capacidade nominal de 5 MW para aplicações *offshore*. A figura 1.13 mostra, em resumo, a evolução comercial dos aerogeradores até os dias atuais.

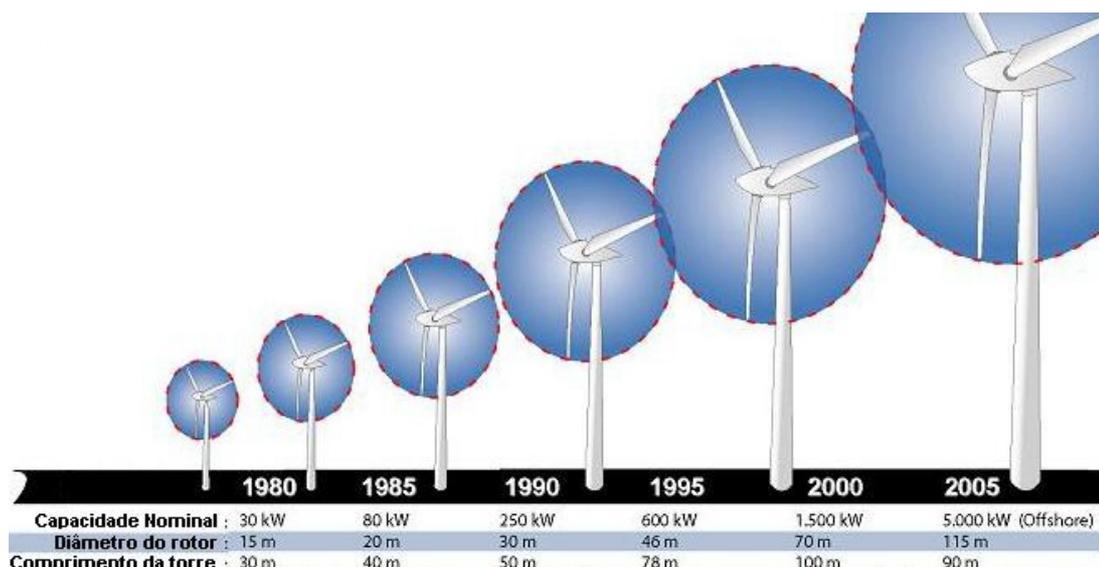


Figura 1.13 – Evolução comercial dos aerogeradores.

A maioria dos aerogeradores comerciais consiste de: um rotor de eixo horizontal com três pás (rotor hélice), no qual é captada parte da energia cinética do vento; um mecanismo de transmissão, responsável por transferir a energia mecânica do eixo do rotor ao eixo do gerador; e uma unidade geradora, que tem a finalidade de converter a energia mecânica do eixo em energia elétrica. Diversos tipos de geradores podem ser utilizados, dependendo da aplicação: gerador de corrente contínua (o menos utilizado, dado o custo e manutenção constante), gerador síncrono, e gerador de indução. Para aplicações isoladas, utiliza-se geralmente o gerador síncrono associado a um retificador, obtendo-se tensão em corrente contínua para carregamento de um banco de baterias. Por outro lado, para o modo de operação interligado à rede, os geradores podem ser síncronos e/ou de indução.

Normalmente, incorpora-se um sistema de controle constituído por uma série de sensores (sensor de vento, rotação do rotor, carga do banco de bateria, entre outros), os quais fornecem informações, permitindo assim o funcionamento harmônico e seguro de todo o sistema, com o melhor aproveitamento possível do vento.

Um suporte estrutural protege e posiciona o aerogerador a uma altura conveniente para seu funcionamento. Esse suporte é constituído, principalmente, pela torre e pela nacele, ou gôndola.

A potência fornecida por um aerogerador varia com a velocidade do vento. Uma forma de expressar a potência fornecida em função da velocidade do vento é através da curva de potência característica de cada aerogerador (figura 1.14).

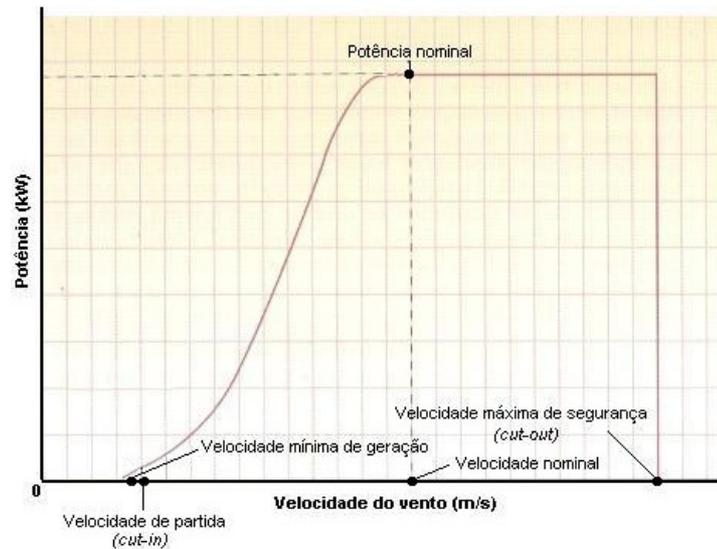


Figura 1.14 – Curva de carga típica de um aerogerador.

Na figura 1.14 são destacados os principais parâmetros referentes à conversão da energia eólica em eletricidade. São eles:

- A velocidade de partida (*cut-in*) - corresponde à velocidade mínima para que o rotor parta do repouso, produzindo torque mecânico e iniciando o movimento rotacional das pás e, portanto, potência;
- A velocidade mínima de geração – é o valor mínimo de velocidade (menor do que a velocidade de partida) no qual ainda se pode extrair potência;
- A velocidade nominal – consiste no valor de velocidade no qual o aerogerador fornece sua potência nominal;
- A velocidade máxima de segurança – é o valor de velocidade no qual o sistema de segurança (regulação) atua sobre o movimento do rotor de modo a interromper sua ação, garantindo assim sua integridade física contra esforços mecânicos altos.

• Hidrogeradores

A expressão *hidrogeradores*, que se refere ao conjunto turbina hidráulica/gerador elétrico, não é comumente encontrada, menos ainda utilizada para referenciar o aproveitamento hidráulico para geração de eletricidade. Porém, a mesma, por mostrar-se a melhor forma para representar adequadamente tal processo de conversão de energia, será empregada neste trabalho.

Os hidrogeradores efetuam a transformação da energia contida no fluxo de água em mecânica e, posteriormente, em eletricidade. Seu funcionamento é bastante simples, seguindo

o mesmo princípio da roda d'água que, movimentada pela água, faz girar um eixo mecânico, o qual está diretamente acoplado ao rotor de um gerador elétrico [31].

Em geral, os geradores elétricos utilizados pelos hidrogeradores de grande capacidade são os síncronos. Nos de pequena capacidade, são os de indução. Para controlar a potência elétrica do conjunto, são usados os reguladores de tensão (atuam na tensão aplicada no enrolamento do rotor) e de velocidade (atuam na válvula de entrada de água da turbina, controlando a frequência, através da variação da vazão).

As turbinas hidráulicas modernas operam de acordo com os princípios de ação e reação. Nas turbinas de ação, a energia hidráulica disponível é transformada em energia cinética para, depois de incidir nas pás do rotor, transformar-se em mecânica. Tal conversão de energia ocorre a pressão constante, normalmente à pressão atmosférica. Já nas turbinas de reação, o rotor é completamente submerso na água, a qual tem a pressão variando desde a entrada do rotor (turbina) até a saída, havendo a seguinte conversão de energia: $E_{\text{cinética}} \Rightarrow E_{\text{pressão}} \Rightarrow E_{\text{mecânica}}$. Exemplos de turbinas de reação são os tipos Francis e Kaplan. A turbina de ação mais utilizada é a do tipo Pelton e variantes. A figura 1.15 apresenta os tipos de turbinas.

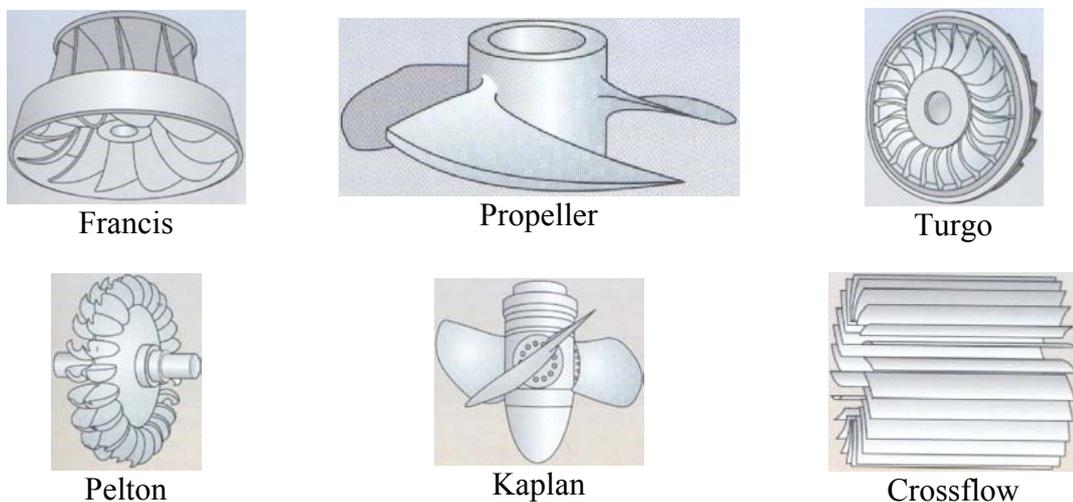


Figura 1.15 – Tipos de turbinas.

Uma única unidade, ou um conjunto de hidrogeradores, com outros componentes (barragem, comportas, condutores, etc.), forma as centrais hidrelétricas. As centrais hidrelétricas podem ser classificadas de diferentes formas: quanto à queda d'água, quanto ao porte (capacidades), quanto ao tipo de turbina e quanto à forma de captação. As classificações

estão correlacionadas entre si, sendo o valor da queda d'água (m) um importante determinante para as demais [30].

A figura 1.16 mostra uma forma de representação das capacidades de geração dos hidrogeradores, considerando os diferentes tipos de turbinas, a queda d'água e a vazão (m^3/s).

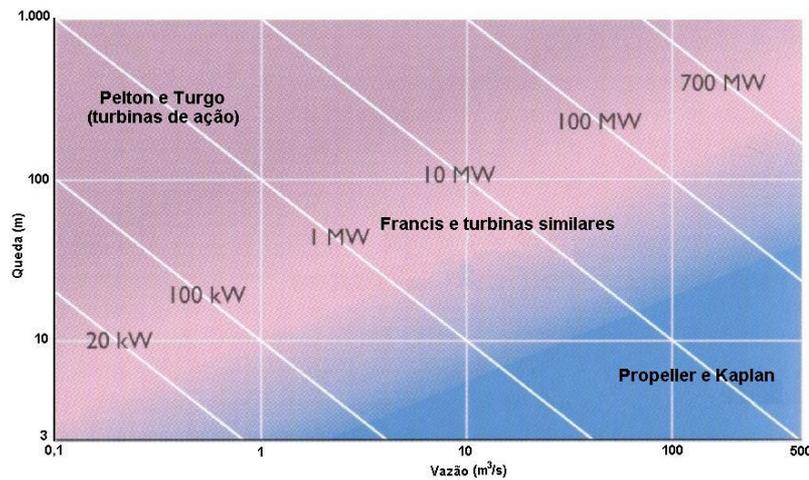


Figura 1.16 – Representação das capacidades de geração para diferentes tipos de turbinas.

As centrais com capacidades < 100 kW (micro escala) com pequenos reservatórios e queda (< 10 m) d'água são as mais utilizadas para eletrificação de áreas remotas.

- **Grupos geradores (produção termelétrica)**

A primeira tecnologia a ser utilizada para geração de eletricidade em escala pequena (alguns poucos quilowatts até a faixa de dezenas de megawatts), baseando-se na conversão da energia térmica em mecânica e esta em energia elétrica, foi a dos grupos geradores com motores de combustão interna utilizando ciclo otto (centelha) ou ciclo diesel (compressão). Esses grupos geradores representam hoje a tecnologia mais difundida para geração de eletricidade em áreas remotas, devido ao seu reduzido custo de instalação, simplicidade de projeto do sistema e grande variedade de potências. A figura 1.17 ilustra um grupo gerador típico.



Figura 1.17 – Foto ilustrativa de um grupo gerador.

A maioria dos motores usados para geração elétrica compreende os processos de admissão, compressão, combustão e exaustão. A conversão de energia térmica em energia mecânica inicia-se com a mistura do ar e de combustível, que geralmente ocorre antes da admissão no cilindro de combustão. A forma de admissão do ar pode ser natural (diferença entre as pressões interior e exterior do cilindro) ou forçada (compressão do ar por turbocompressores). A mistura ar/combustível é conduzida para o interior do cilindro onde, por meio de um pistão móvel, sofre compressão até atingir uma condição crítica de temperatura e pressão. Ao atingir o ponto crítico a mistura queima de forma espontânea (motores de ciclo diesel) ou de forma induzida por meio de centelhamento (motores de ciclo otto). A expansão dos gases no interior do cilindro, proveniente da queima do combustível força o pistão para baixo que, acoplado ao eixo de manivelas, transforma a energia térmica em trabalho [32].

Tanto os motores de centelha como os de compressão podem operar com uma grande variedade de combustíveis, sendo atualmente a gasolina, o gás natural, o álcool e os óleos diesel e vegetais os mais utilizados. Os três primeiros combustíveis são apropriados para motores que operam por ignição com centelha e com baixa taxa de compressão, devido aos mesmos queimarem rapidamente. Para motores que operam com altas taxas de compressão, os óleos diesel e vegetais são os mais indicados. Isso se deve ao fato da queima desses combustíveis se iniciar de forma espontânea ao atingir o ponto crítico de temperatura e pressão. A tabela 1.8 apresenta uma comparação entre motores de centelha e motores de compressão.

Tabela 1.8 – Comparação qualitativa entre motores.

Aspecto	Centelha	Compressão	Comentários
Tamanho	Pequeno e leve	Grande e pesado	A alta relação de compressão do motor diesel requer componentes mais robustos para suportar altas tensões e temperaturas.
Faixas de potência (kW)	0,37 – 746	1,49 – 746	Os motores diesel são usados na maioria das aplicações onde o tamanho e o peso não são prioridades.
Faixas de RPM	1.800 – 15.000	700 – 6.000	Os motores diesel estão limitados a 6.000 RPM pelas características físicas da combustão, enquanto os motores de centelha permitem um melhor controle da relação de queima e uso de combustíveis de queima rápida.
Durabilidade	Menor	Maior	Vários motores diesel são projetados para uso pesado e vida longa, enquanto os motores de centelha, principalmente para gasolina, são utilizados em aplicações leves, com uma vida útil menor.
Manutenção	Maior	Menor	Ambos são de fácil manutenção.
Tipo de combustível	Gasolina, álcool, metano e gás natural	Óleo combustível de diversos graus	Motores diesel queimam geralmente combustíveis líquidos, pesados, de baixo custo. As condições com que operam limitam seu uso com gás e combustíveis leves.
Eficiência do combustível	20 – 43%	28 – 40%	
Custo de combustível	Alto	Baixo	Com a eventual exceção do gás natural, os combustíveis utilizados em motores de centelha tendem a ser mais caros que aqueles empregados em motores de compressão.
Emissões	Boa para excelente	Ruim para boa	A ignição através de centelha permite um controle preciso do processo de combustão.

Fonte: [32].

Para evitar o desgaste das partes moveis e a fundição de algum componente do motor, sistemas de lubrificação e resfriamento precisam ser incorporados aos mesmos. O resfriamento pode se dar externamente, com ar, ou internamente, com refrigerante líquido bombeado através do bloco do motor e de um trocador de calor. Motores resfriados a ar são mais baratos do que os resfriados com líquido (água, por exemplo), mas, em contrapartida, são menos eficientes. Comumente, esse tipo de sistema de resfriamento é encontrado em motores de pequeno porte.

O desempenho do motor está intimamente relacionado com a qualidade da mistura ar/combustível utilizada na combustão. Portanto, os sistemas de admissão de ar, alimentação

de combustível e exaustão de gases devem ser projetados de forma a manter a queima em condições em que se possa alcançar a máxima eficiência do motor.

Os motores utilizados para geração de eletricidade necessitam de reguladores eletrônicos de frequência para uma resposta rápida a alterações de velocidade, de forma que seja possível manter as condições mínimas necessárias à operação do conjunto motor/gerador (geradores elétricos do tipo síncronos são os mais utilizados). Além disso, para operação em sistemas híbridos, os grupos geradores necessitam de outros dispositivos auxiliares à estratégia de operação, como a Unidade de Supervisão de Corrente Alternada (USCA) e o Quadro de Transferência Automática (QTA).

A escolha do melhor tipo de grupo gerador para uma aplicação depende de uma série de fatores. Dentre os mais importantes, podem-se destacar:

- ❑ Tipo de combustível (diesel, gás natural, etc.);
- ❑ Capacidade de geração;
- ❑ Tipo do gerador;
- ❑ Tipo de sistema de controle;
- ❑ Resfriamento (líquido ou ar);
- ❑ Dimensões e peso;
- ❑ Especificações de ruído;
- ❑ Especificações ambientais.

1.6.2 – Sistema de Armazenamento

Quando as energias das fontes renováveis intermitentes são utilizadas como fontes primárias, uma forma de armazenamento, ou acumulação, de energia se faz necessária para adaptar o perfil aleatório de produção energética ao perfil de consumo, guardando o excesso de energia durante os períodos de intensa geração, para usá-la quando o consumo não puder ser atendido por insuficiência das fontes primárias. Outra finalidade do sistema de armazenamento é minimizar a frequência do acionamento dos grupos geradores.

Entre os atuais sistemas para armazenamento encontram-se as baterias e capacitores, os reservatórios de ar comprimido ou água, e volantes e supercondutores magnéticos [33].

A bateria (figura 1.18), ou banco de baterias, é utilizada na atualidade como o meio mais conveniente (melhor relação custo-benefício) de armazenamento de energia dos sistemas de geração renovável. Portanto, quando se fala de sistema de armazenamento, pensa-se de imediato em baterias, embora outras alternativas existam, como já mencionado.



Figura 1.18 – Dois modelos de baterias: (a) solar e (b) estacionária.

A corrente contínua produzida pela bateria é obtida a partir de processos de conversão eletroquímica, que ocorrem no ciclo de carga e descarga, onde primeiramente a eletricidade proveniente dos geradores é armazenada em forma de energia química para em seguida ser convertida novamente em eletricidade. Essa corrente pode alimentar diretamente as cargas CC, ou as cargas em CA, através de um inversor (Seção 1.6.3).

As baterias podem ser classificadas considerando-se vários fatores. Quanto à possibilidade de carga, as baterias podem ser classificadas como recarregáveis, ou secundárias, que são as utilizadas nos sistemas de geração, pois admitem ciclos de carga e descarga, e não recarregáveis, ou primárias, que são aquelas que apresentam uma constituição química que não admite reações reversíveis de carga e descarga.

De acordo com a aplicação, as baterias podem ser dos tipos mostrados na tabela 1.9.

Quanto à forma de confinamento do eletrólito que as compõem, em abertas (baterias que necessitam de manutenção periódica) ou seladas (livre de manutenção).

Tabela 1.9 – Classificação das baterias de acordo com a aplicação.

Tipo	Características	P _D (%) *	
		Máximo	Recomendado
Automotivas	São baterias indicadas para uso em automóveis, uma vez que foram projetadas para operar em condições de descargas rápidas com elevados valores de correntes, e baixa profundidade de descarga.	50	30
Tração	São baterias indicadas para uso em equipamentos móveis elétricos (por exemplo, empilhadeiras e carros elétricos), que possuem características de descarga moderada e ciclo de trabalho diário profundo.	-	-
Estacionárias	São baterias indicadas para uso em equipamentos de reserva (por exemplo, <i>nobreaks</i> e fontes para telecomunicações), uma vez que são solicitadas ocasionalmente nos ciclos de carga e descarga.	60	40
Solar ou Fotovoltaica	São baterias indicadas para uso em sistemas fotovoltaicos, uma vez que operam em ciclo de trabalho diário raso e ocasionalmente devem suportar descargas profundas.	80	70

* P_D é o parâmetro denominado de profundidade de descarga (%), que expressa a relação entre a capacidade energética (capacidade de corrente x tensão nominal da bateria - Wh) e a útil (Wh).

Com relação aos tipos mais comuns de baterias usadas em sistemas de geração renovável, destacam-se:

- Baterias de chumbo-ácido – São as mais utilizadas devido ao seu baixo custo e ampla disponibilidade comercial. Porém, têm o inconveniente de, ao serem totalmente descarregadas, sofrerem uma redução significativa no seu tempo de vida;
- Baterias de níquel-cádmio e reguladas a válvula – São mais dispendiosas, mas têm uma longevidade superior às de chumbo-ácido e podem ser descarregadas completamente sem serem afetadas;
- Baterias solares – Possuem custo altíssimo, porém suas vantagens sobre as demais podem fazer com que seu uso seja atrativo em certas aplicações.

A bateria pode ser caracterizada pelo seu ciclo de vida (número de vezes que pode ser descarregada, de acordo com a profundidade de descarga de trabalho, e novamente carregada). A figura 1.19 exemplifica essa característica.

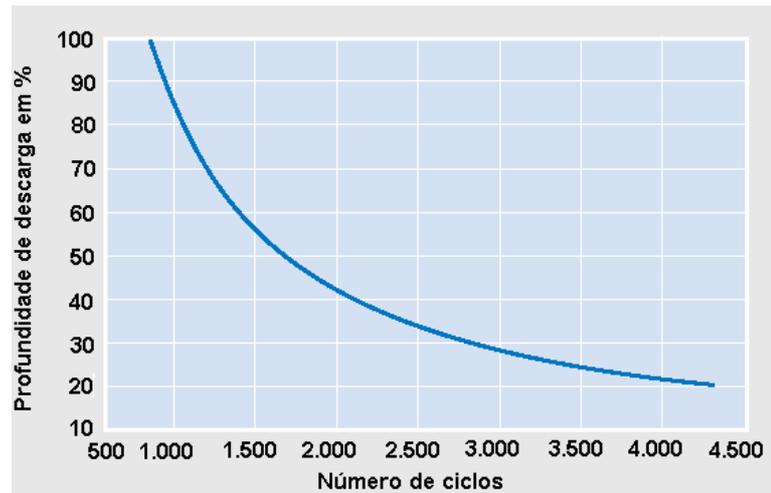


Figura 1.19 – Curva da relação entre profundidade de descarga e a quantidade de ciclos possíveis de uma bateria.

1.6.3 – Condicionamento de Potência

- **Controlador de carga**

O controlador de carga (figura 1.20), também conhecido, de acordo com o nível de sofisticação, como gerenciador de carga, regulador de carga ou de tensão, é o dispositivo responsável por regular e gerenciar o fluxo energético dos geradores para as baterias, bem como protegê-las de uma descarga profunda decorrente de um longo período sem geração. Na primeira situação, os controladores atuam desconectando a geração quando as baterias atingem um nível máximo de tensão pré-estabelecido. Na outra situação os mesmos atuam desconectando a carga quando as baterias atingem um valor mínimo de tensão. Ambas as situações colaboram diretamente para o aumento da vida útil das baterias.



Figura 1.20 – Modelo comercial de controlador de carga.

Comercialmente, existem controladores de carga que realizam a regulação através da determinação do estado de carga das baterias integrando a corrente que está sendo absorvida ou entregue ao longo do tempo, outros medem a pressão interna das baterias para determinar

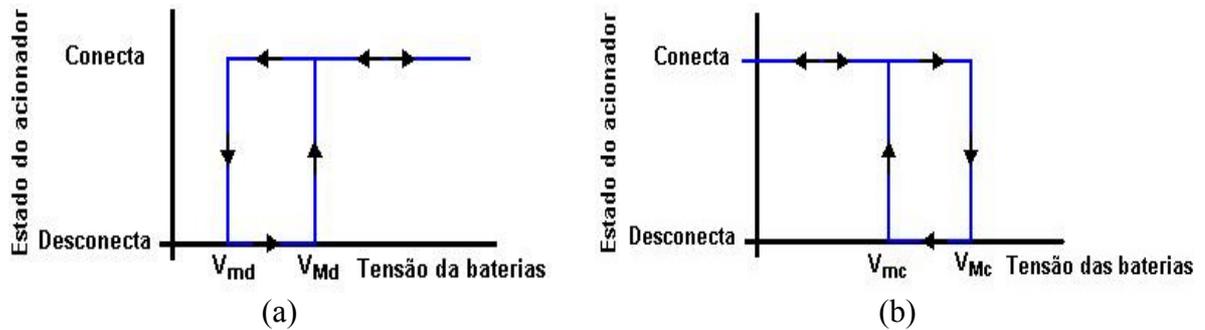
o estado de carga. Contudo, os modelos de controladores mais comuns estimam o estado de carga através de uma simples medição do valor de tensão nos terminais das baterias. Desta forma, para evitar sobrecargas ou descargas excessivas, basta manter a tensão das baterias limitada a valores de tensão de máximo e de mínimo.

Com relação aos tipos de controladores de carga, existem basicamente dois: controladores tipo série e tipo paralelo.

Os controladores tipo série, como a própria denominação sugere, possuem seus dispositivos de controle em série com os geradores e as baterias. Dependendo do modelo, esses controladores podem atuar desconectando tanto a geração como a carga. Para geradores eólicos, os controladores tipo série não são adequados, pois uma interrupção da carga levaria o rotor do aerogerador à máxima rotação, a qual poderia causar danos estruturais às partes móveis da máquina.

Os controladores tipo paralelo possuem um dispositivo de controle em paralelo com os geradores, dissipando a energia proveniente dos mesmos quando as baterias atingem o estado de carga máxima. Em modelos mais completos, há ainda a presença de um dispositivo série que atua desconectando a carga.

Partindo do pressuposto que o controlador de carga desconectou a geração das baterias (situação de carga plena), e estas sofrem um contínuo decréscimo no valor da tensão por efeito do consumo, os controladores de carga devem estar preparados para reconectar os geradores. O mesmo critério é válido para reconectar as cargas, quando a situação agora é de aumento da tensão das baterias por efeito da geração, considerando que o controlador já havia atuado desconectando as cargas. Para realização dessa operação os controladores de carga incorporam um certo grau de histerese (figura 1.21), para conectar e desconectar geradores e cargas em níveis de tensão diferentes aos de desconexão e conexão.



V_{Md} – Tensão nas baterias na qual as cargas são reconectadas.

V_{md} – Tensão mínima nas baterias na qual é interrompido o fornecido às cargas.

V_{Mc} – Tensão máxima das baterias na qual é interrompido o seu carregamento.

V_{mc} – Tensão nas baterias na qual os geradores são reconectados.

Figura 1.21 – Representação da histerese dos controladores de carga dos processos de (a) descarga e (b) carga.

- **Seguidor do ponto de máxima potência**

O seguidor do ponto de máxima potência (*Maximum Power Point Tracker - MPPT*) é um conversor CC-CC, utilizado fundamentalmente entre a geração fotovoltaica e o inversor de tensão⁴, para otimização do ponto de operação, ou seja, do ponto de máxima potência, representado pelo produto $I_{mp} \times V_{mp}$ (figura 1.10).

- **Retificador**

O retificador é um dispositivo responsável por converter a potência CA dos geradores (aerogerador ou grupo gerador) para uma potência CC, seja para carregar um banco de baterias, ou suprir cargas CC. De uma maneira geral, os retificadores estão associados aos controladores de carga, visando o gerenciamento do fluxo de energia.

A figura 1.22 mostra um exemplo de um retificador (controlador VCS – 10) encarregado de retificar a tensão variável produzida por aerogeradores de pequeno porte, além de controlar a carga das baterias.

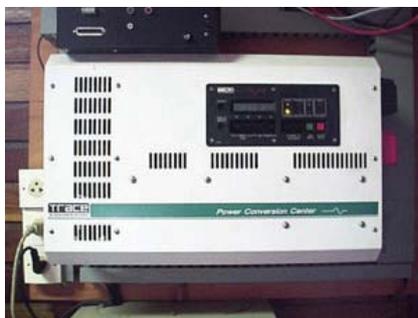
⁴ É importante comentar que existem controladores de carga incorporados diretamente nos inversores de tensão.



Figura 1.22 – Exemplo de um retificador.

- **Inversores de tensão**

O inversor de tensão (figura 1.23) é um dos componentes mais importantes de um sistema de geração renovável, quando o atendimento à carga (ou às cargas) é em CA, pois o mesmo é responsável pela conversão de uma tensão contínua CC, proveniente dos geradores renováveis, ou do banco de baterias, para uma tensão alternada CA, com amplitude e frequência determinadas.



(a)



(b)

Figura 1.23 – (a) e (b) tipos de inversores de tensão.

O inversor de tensão é essencialmente composto por um conjunto de interruptores automáticos que fornecem inversões de polaridade da tensão fornecida pelo sistema de geração.

Basicamente, existem dois tipos de inversores de tensão: os comutados pela rede, nos quais o processo de inversão é controlado pela tensão da rede; e os auto-comutados, onde o processo de inversão é controlado pelo próprio inversor [34].

Uma característica importante dos inversores é a forma de onda de tensão fornecida nos terminais de saída. Geralmente, os tipos de formas de onda são: onda quadrada, quadrada modificada e senoidal. A tabela 1.10 mostra as principais características dos inversores quanto à sua forma de onda de saída.

Tabela 1.10 – Características dos inversores quanto à sua forma de onda de saída.

Forma de onda na saída	Características
Onda quadrada	<ul style="list-style-type: none"> ▪ A tensão de onda quadrada é obtida apenas alternando-se a contínua e, por este fato, oferece baixa regulação e uma quantidade de harmônicos alta. ▪ Comparando-se a operação de um motor elétrico com a tensão CA fornecida pelo inversor e a tensão senoidal da rede elétrica comercial, verifica-se que o motor possui apenas 60% do seu torque e aquecimentos indesejáveis. ▪ São mais baratos (se comparados aos demais) e adequados para uso com cargas resistivas como, por exemplo, lâmpadas incandescentes. Não são recomendados para cargas indutivas, como motores elétricos.
Onda quadrada modificada	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Trata-se de uma versão melhorada dos inversores de onda quadrada, ou seja, chaveamentos adicionais são feitos para que a forma de onda se aproxime de uma senoidal, diminuindo assim a quantidade de harmônicos. ▪ São adequados para uso com diversos tipos de cargas, tais como, lâmpadas, equipamentos eletrônicos e a maioria dos motores elétricos. Para estes últimos, o inversor permite obter um menor aquecimento e melhor torque de partida/operação, devido à tensão e corrente de pico maiores; entretanto, o valor da tensão não deve ser excessiva.
Onda senoidal	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Utiliza-se da técnica PWM somente como uma filtragem posterior. São os mais caros; porém, desde que adequadamente dimensionados são os que produzem tensão de saída e desempenho mais adequados para alimentação de qualquer tipo de carga CA.

1.7 – Prós e Contras da Eletrificação por Sistema Híbrido de Energia

Os sistemas energéticos baseados no hibridismo da geração renovável e não renovável, com a acumulação de energia feita em baterias, representam hoje uma alternativa madura para o suprimento de energia, devido à grande evolução tecnológica e industrial (franca expansão) dos seus constituintes.

Mas assim como em qualquer outro sistema energético, a utilização dos sistemas híbridos possui prós e contras. A tabela 1.11 apresenta uma síntese desses aspectos, obtida através da análise qualitativa de fatores técnicos, econômicos, ambientais e sociais.

Tabela 1.11 – Prós e contras dos sistemas híbridos para eletrificação.

Área	Prós	Contras
Local de implantação	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Aproveita os recursos energéticos disponíveis localmente. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ A disponibilidade energética dos recursos precisa ser favorável para geração de eletricidade.
Equipamento/ investimento	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Flexibilidade: sistemas facilmente ampliáveis. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Investimento inicial bastante elevado.
Operação/ manutenção	<ul style="list-style-type: none"> ▪ São autônomos, isto é, não precisam estar ligados à rede de energia elétrica convencional. ▪ Confiabilidade alta: pouca necessidade de manutenção para as tecnologias de geração renovável e sua redução para os sistemas diesel-elétricos de pequeno porte. ▪ Maior qualidade da energia fornecida, em comparação com a diesel-elétrica. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Necessidade de um sistema de armazenamento, ou reserva, em função da intermitência das fontes de energia. ▪ Sistemas de controle complexos, dependendo do porte do sistema.
Questões ambientais	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Ambientalmente benigno, após comissionamento: baixa nível de emissão de CO₂ e outros gases, comparado à geração exclusivamente a partir de combustíveis fósseis. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Descarte e reciclagem das baterias são pontos fracos. ▪ Para sistemas de grande porte, tem-se a ocupação de grandes áreas (arranjo fotovoltaico), além do aspecto visual (aerogeradores).
Organização	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Completamente adaptável às necessidades dos usuários. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Necessidade de maior envolvimento do usuário com os sistemas durante a implantação, bem como após (conservação da energia).

1.8 – Comentários Finais

A maioria dos sistemas está instalada em locais remotos, de difícil acesso e com falta de mão-de-obra qualificada para operá-los. Esse fato justifica a necessidade de implementação de ferramentas automáticas que permitam a monitoração e o controle do sistema, assegurando assim a redução dos custos operacionais e a sua confiabilidade.

A figura 1.24 mostra em diagrama de blocos um sistema híbrido com um sistema de monitoração e controle (local e remoto), o qual deve possuir as seguintes características:

- Possibilidade de medições de grandezas elétricas do sistema (tensão, corrente, e frequência de operação) e de outras grandezas, como por exemplo, temperatura dos módulos e/ou das baterias (a temperatura está relacionada com a eficiência desses dispositivos), velocidade e direção do vento, irradiância, entre outras;

- ❑ Regulação do ciclo de carga e descarga das baterias, a fim de evitar a redução de sua vida útil;
- ❑ Capacidade de armazenar as informações obtidas pela monitoração;
- ❑ Definição de um sistema de proteção e alerta, de modo a prevenir e identificar condições de contingências;
- ❑ Monitoração em tempo real das condições operacionais, bem como a previsão das mesmas através das informações coletadas;
- ❑ Capacidade de transmitir sinais de comando via protocolo de comunicação.

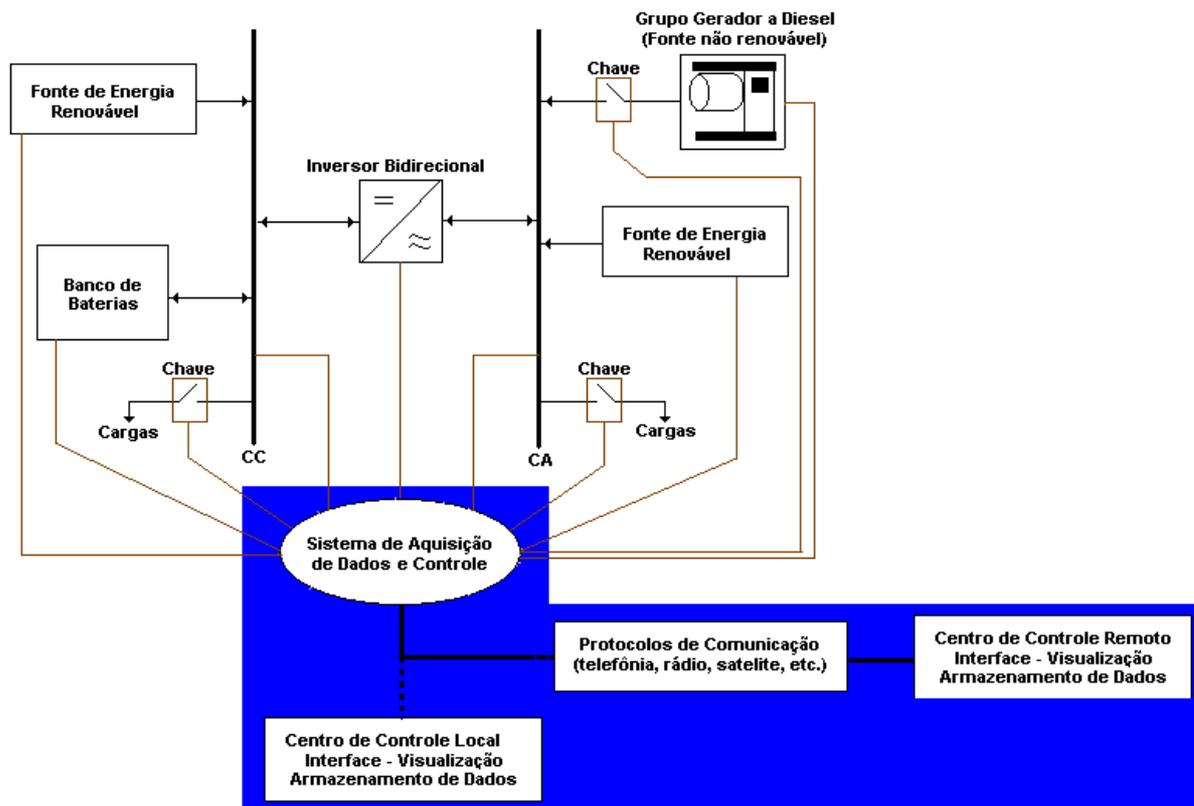


Figura 1.24 – Sistema híbrido geral, com sistema remoto de monitoração e controle.

CAPÍTULO 2

IDENTIFICAÇÃO E DESCRIÇÃO DOS SISTEMAS HÍBRIDOS REGIONAIS

2.1 – Introdução

Com base nos dados levantados a partir das referências bibliográficas encontradas sobre o assunto e informações decorrentes de estudos em campo, este capítulo tem por finalidade identificar e descrever os sistemas híbridos de energia implantados em localidades isoladas da Região Amazônica Brasileira.

Inicialmente, procura-se caracterizar os principais recursos energéticos (renovável – solar e eólico, e não renovável – óleo diesel) utilizados como fonte primária para geração de eletricidade pelos sistemas.

Na Seção 2.3, são descritos os sistemas híbridos implantados e, em seguida, são apresentados os desenvolvimentos futuros de tais sistemas na região.

Na última seção, é abordada a inserção de outras formas de geração (biomassa e célula a combustível) nos sistemas híbridos.

2.2 – Caracterização dos Recursos Energéticos Regionais em Uso pelos Sistemas

Na natureza é encontrada uma gama de fontes de energia, as quais são classificadas em duas formas distintas, a saber:

- Renováveis;
- Não renováveis.

As fontes consideradas renováveis são aquelas cujas reservas estão em um processo natural e contínuo de renovação, como a radiação solar, o vento e a biomassa, ou passam por esse processo por intermédio da intervenção do homem, como, por exemplo, a atividade de manejo florestal (reflorestamento). Por outro lado, as fontes ditas não renováveis caracterizam-se por possuírem suas reservas limitadas, como é o caso dos combustíveis fósseis [30].

Mundialmente, a Amazônia destaca-se por deter em sua extensão um amplo leque de recursos renováveis, como o hidráulico (base da produção de eletricidade do país), a biomassa e o solar, além do eólico em alguns pontos específicos, como a costa do Pará. Estes dois últimos, conforme mencionado nas considerações iniciais, são os principais recursos utilizados para geração direta de eletricidade pelos sistemas híbridos da região, os quais, na grande maioria dos casos, ainda fazem uso dos combustíveis fósseis (óleo diesel), com intuito de garantir a continuidade do fornecimento de energia, ou pelo menos, o aumento do número de horas do serviço.

A seguir são caracterizados os recursos supracitados.

2.2.1 – Recurso Solar

Uma forma de quantificar o recurso solar é por meio dos valores médios da radiação solar incidente (irradiância, W/m^2), que geralmente são apresentados na forma horária, diária, mensal ou anual. A figura 2.1 exemplifica o comportamento típico da irradiância de uma localidade durante um determinado mês, através do seu dia médio.

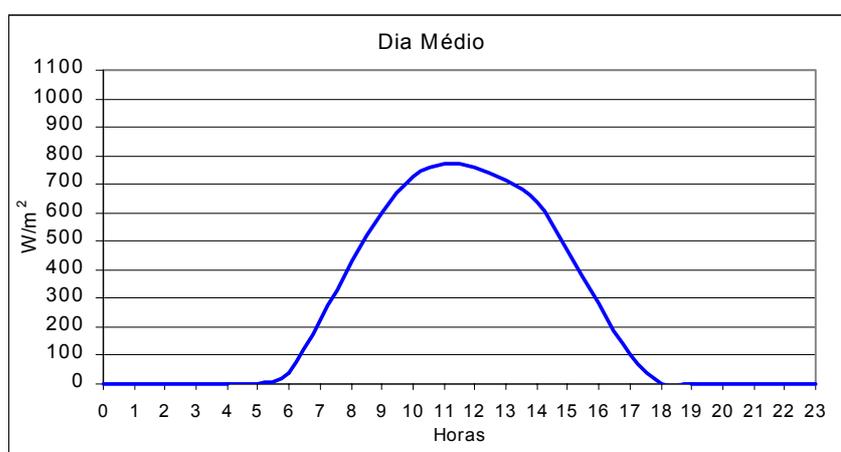


Figura 2.1 – Dia médio (irradiância).

Atualmente, a busca de informações mais consistentes e confiáveis sobre o recurso solar no âmbito nacional motivou a publicação do Atlas Solarimétrico do Brasil [35].

O referido Atlas reúne os dados medidos por estações piranométricas, actinográficas e heliográficas instaladas ao longo do território nacional, bem como os estimados (cálculos teóricos) através de modelos de boa confiabilidade.

Com relação à Região Amazônica, as cartas de irradiância global do Atlas mostram sobre a mesma a existência de um notório potencial energético para o aproveitamento solar fotovoltaico, especialmente para pequenas demandas, com o período de mínimo registrado no mês de fevereiro (227 a 315 W/m^2) e máximo nos meses de agosto e setembro ($340,5$ a $416,17$ W/m^2).

A faixa de valores médios de irradiância global anual para a Região é destacada na figura 2.2.

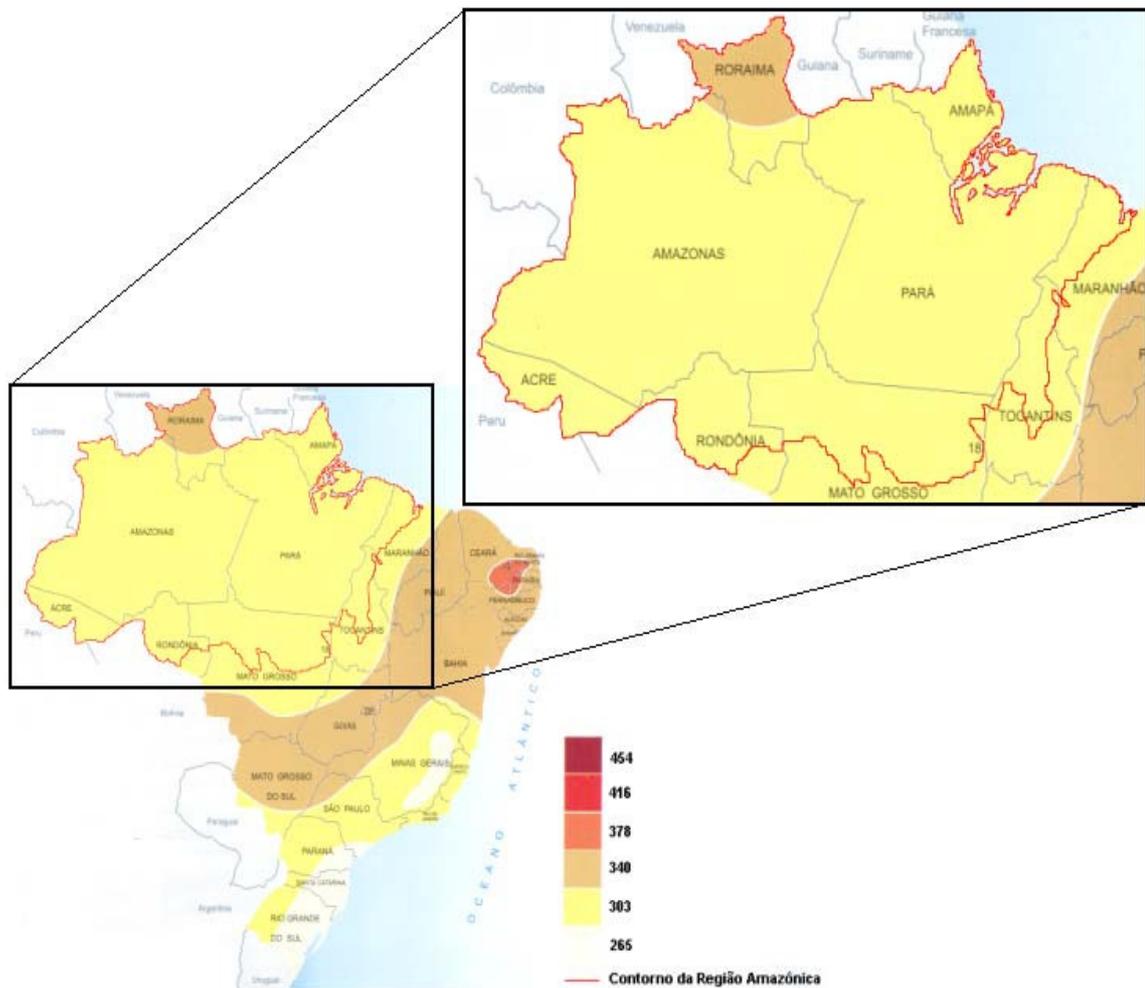


Figura 2.2 – Irradiância global média anual em W/m^2 (adaptado de [35]).

A tabela 2.1 apresenta os dados da irradiância global média anual, de algumas localidades da região.

Tabela 2.1 – Dados da irradiância global, média anual (localidades regionais).

Local	Estado	Irradiância (W/m²)	Fonte
Belém	Pará	420,83	[36]
Benjamin Constant	Amazonas	300,78	[35]
Boa Vista	Roraima	336,72	[35]
Cadajás	Amazonas	334,83	[35]
Central Plateau	Mato Grosso	353,74	[35]
Cidade Vera	Mato Grosso	314,02	[35]
Cruzeiro do Sul	Acre	291,32	[35]
Imperatriz	Maranhão	355,63	[35]
Macapá	Amapá	420,83	[37]
Manaus	Amazonas	293,21	[35]
Obidos	Pará	429,17	[37]
Oiapoque	Amapá	355,63	[35]
Porto Velho	Rondônia	310,23	[35]
Praia Grande	Pará	478,82	[25]
Rio Branco	Acre	412,38	[35]
São Gabriel da Cachoeira	Amazonas	405	[37]
São Tomé	Pará	375,74	[22]
Soure	Pará	437,50	[37]
Tocantinópolis	Tocantins	351,85	[35]
Turiaçu	Maranhão	329,15	[35]

2.2.2 – Recurso Eólico

O potencial eólico, quantificado pela velocidade e direção do vento, de um determinado local está relacionado com sua posição geográfica e sobretudo com a altitude e rugosidade do terreno.

Geralmente, locais com velocidades médias de vento ao longo do ano propícios para o aproveitamento (geração de eletricidade) são os localizados na faixa litorânea e em locais de elevação, como topo de montes ou montanhas.

Na Amazônia, medições e estimativas já realizadas mostram bons índices de velocidade de vento a 50 m de altura no litoral dos Estados do Amapá, Pará e Maranhão e na

região montanhosa de Roraima. A figura 2.3, retirada do Atlas do Potencial Eólico Brasileiro [38], demonstra tal afirmação.

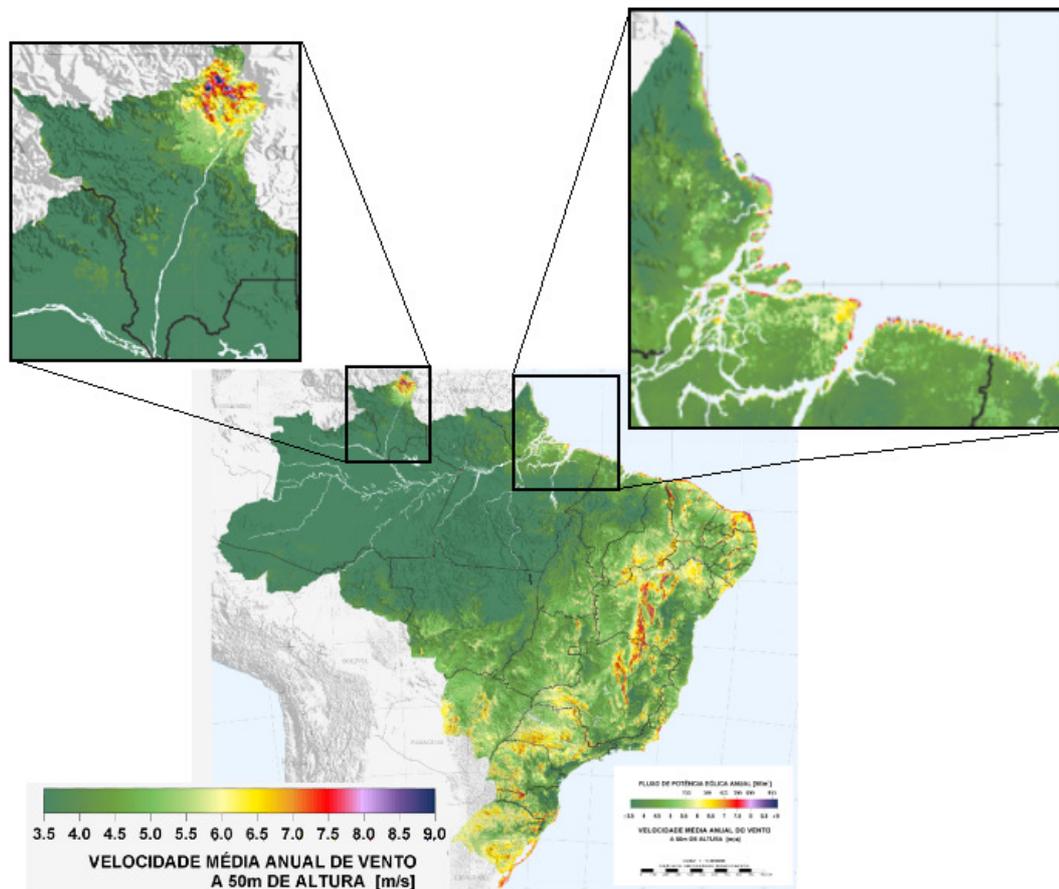


Figura 2.3 – Velocidade média anual de vento (m/s).

As medições de vento na esfera regional, segundo Frade [39], tiveram seu início em 1994, através da parceria entre o CEPEL e as Centrais Elétricas do Pará (CELPA). Essa parceria realizou medições da irradiância e de velocidade e direção de vento na vila de Joanes, município de Salvaterra, Estado do Pará, com vistas à instalação do primeiro sistema híbrido de energia da Região (Seção 2.3).

Dados os bons índices medidos de velocidade, principalmente no período menos chuvoso da Região, em 1996, o CEPEL, em conjunto com as Centrais Elétricas do Norte do Brasil (ELETRONORTE) e as concessionárias locais, iniciou a implementação do Projeto Região Norte, que objetivava coletar informações de velocidade e direção de vento da Região. Essas informações serviram assim de suporte para a confecção do Atlas Eólico Brasileiro. No estado do Pará, foram instaladas as estações anemométricas nas localidades de Vizeu, Ajuruteua, Salinópolis, Algodal, Soure e Chaves; e no estado do Amapá, em Goiabal.

De 1998 a 2003, destaca-se ainda, no Pará, a instalação de outras quatro estações meteorológicas, compostas por sensores de velocidade e direção de vento, piranômetro e termômetro. A instalação foi realizada pelo GEDAE/UFPA e surgiu decorrente dos projetos, conduzidos pelo grupo, de sistemas de geração de eletricidade utilizando fontes renováveis. Mota, Praia Grande, Tamaruteua e São Tomé foram as vilas que receberam as estações.

A tabela 2.2 lista os valores de velocidades de vento média anual, de todas as localidades citadas anteriormente.

Tabela 2.2 – Velocidades de vento média anual.

Local	Estado	Velocidade (m/s)	Altura da medição (m)	Fonte
Ajuruteua	Pará	7,96	30	[39]
Algoal	Pará	6,13	30	[39]
Chaves	Pará	5,89	30	[39]
Goiabal	Amapá	6,18	30	[40]
Joanes	Pará	5,95	20	[39]
Mota	Pará	6,88	30	[39]
Praia Grande	Pará	4,90	25	[25]
Salinópolis	Pará	6,08	30	[39]
São Tomé	Pará	3,89	30	[22]
Soure	Pará	6,38	30	[39]
Tamaruteua	Pará	4,11	30	[39]
Vizeu	Pará	4,76	30	[39]

2.2.3 – Recurso Não Renovável (Óleo Diesel)

O óleo diesel é um combustível fóssil considerado como o principal componente da matriz energética dos sistemas isolados da Região, suprimindo hoje mais de 1.000 unidades geradoras de sistemas diesel-elétricos de médio e pequeno porte, e pequenos grupos geradores de propriedade particular.

O grande uso desse combustível como fonte primária na Região dá-se pela consolidação da tecnologia, a vasta gama de capacidades de potências disponíveis, bem como todas as facilidades de reposição de peças e de mão-de-obra para manutenção.

Todavia, tal recurso, por ser importado já em forma destilada de outras regiões do país e do mundo, possui um custo bastante elevado. Outros fatores que contribuem para o incremento no seu custo são os acidentes geográficos (grandes áreas de floresta, lagos e rios, etc.) que dificultam o transporte seguro até o uso final, e o armazenamento adequado.

Existem localidades na Região onde o acesso se dá somente por via fluvial, através de viagens em pequenas embarcações, com duração de cerca de um a dois dias, a qual é agravada durante a estação mais seca, sendo necessária a estocagem do combustível, muitas vezes feita em reservatórios impróprios para o mesmo.

Uma forma de subsídio dos custos do uso do óleo diesel às empresas geradoras é a Conta de Consumo de Combustível (CCC) criada pelo Governo Federal e gerida pelas Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (ELETROBRÁS). Essa conta cobre 74% dos custos do óleo diesel e é rateada entre todos os consumidores de energia elétrica do País.

Atualmente, além do custo, a questão ambiental é outro agente limitador do emprego do óleo diesel para geração de eletricidade, devido aos riscos ao meio ambiente, principalmente através da produção dos gases de efeito estufa (GEE).

2.3 – Identificação e Descrição dos Sistemas Implantados

Nos últimos dez anos, foram seis os sistemas híbridos de energia implantados na Região, com intuito de reduzir o consumo de óleo diesel (redução de emissões de GEE), promover a troca de conhecimentos e experiências através da formação de mão-de-obra especializada, além de proporcionar a integração social.

Os sistemas híbridos implantados são identificados na tabela 2.3.

Tabela 2.3 – Sistemas híbridos implantados na Região.

Ano	Sistema Híbrido Configuração	Localização	Acesso
1996	Fotovoltaico-diesel	Vila de Campinas (5° 30' S e 60° 45' W) Município de Manacapuru Estado do Amazonas	Fluvial
1997	Fotovoltaico-eólico	Vila de Joanes (0° 52' 36" S e 48° 30' 36" W) Município de Salvaterra Estado do Pará	Fluvial ou aéreo
1998	Eólico-diesel	Vila de Praia Grande (1° 22' 54" S e 48° 50' 10" W) Município de Ponta de Pedras Estado do Pará	Fluvial ou aéreo
1999	Fotovoltaico-eólico-diesel	Vila de Tamaruteua (0° 34' 57" S e 47° 45' 28" W) Município de Marapanim Estado do Pará	Rodo-fluvial
2001	Fotovoltaico-diesel	Vila de Araras (10° 13' S e 65° 21' W) Município de Mamoré Estado de Rondônia	Rodoviário
2003	Fotovoltaico-eólico-diesel	Vila de São Tomé (0° 44' 24" S e 47° 28' 59" W) Município de Maracanã Estado do Pará.	Rodoviário ou rodo-fluvial.

As figuras 2.4 e 2.5 mostram a distribuição dos sistemas na Região Amazônica, e as potências instaladas e sua evolução, respectivamente.

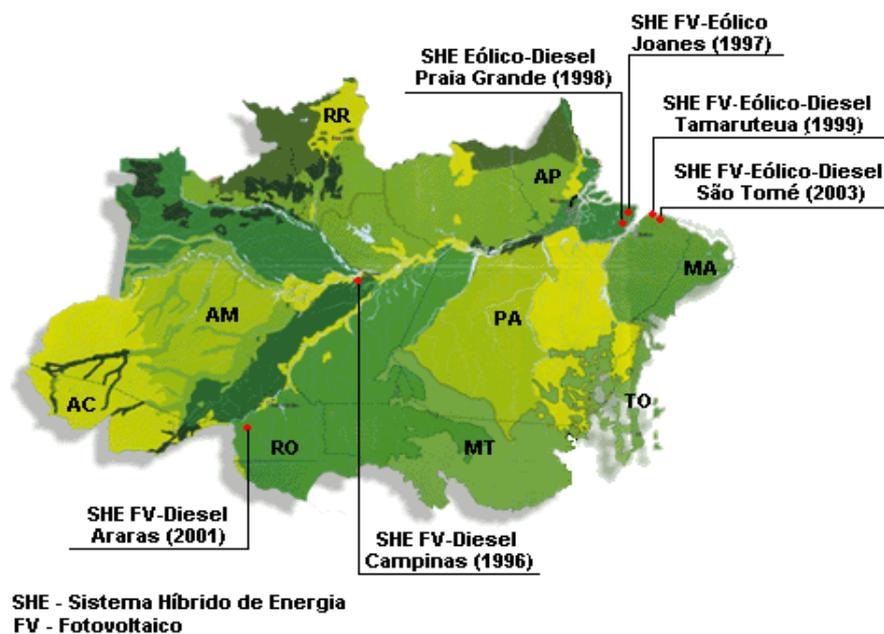


Figura 2.4 – Distribuição dos sistemas híbridos na Região Amazônica.

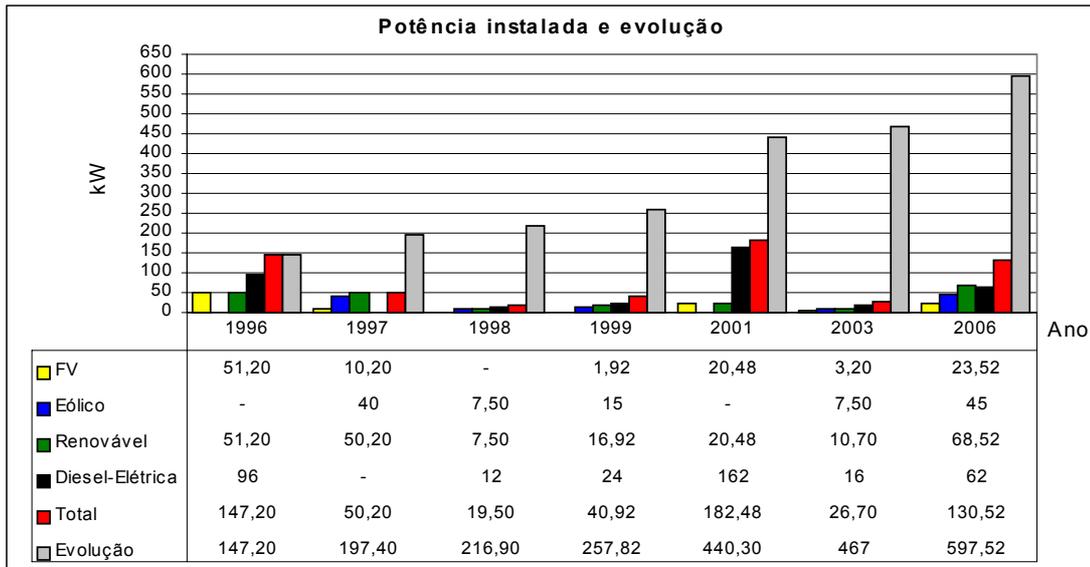


Figura 2.5 – Potência instalada e sua evolução na Amazônia (previsão até 2006).

A potência total instalada em geração híbrida totaliza cerca de 467 kW, sendo 157 kW através da conversão das fontes de energias renováveis (87 kWp fotovoltaica e 70 kW eólica), e 310 kW proveniente dos sistemas diesel-elétricos, potência esta distribuída em sistemas onde atuam apenas como um sistema de reserva (*backup*) e em outros de forma conjugada com as tecnologias de conversão renovável.

Para o ano de 2006 (figura 2.5) prevê-se 597,52 kW de capacidade total de geração, considerando a expansão dos sistemas das vilas de Tamaruteua e São Tomé e a capacidade de geração de Sucuriçu/AP após implantação (Seção 2.4).

2.3.1 – Sistema Fotovoltaico-Diesel de Campinas

O projeto do sistema híbrido da vila de Campinas foi concebido no ano de 1994, através da parceria Brasil/Estados Unidos da América, como relatam Taylor et alii [41].

Esse projeto contou com a doação dos principais componentes por parte do DOE, acompanhamento e suporte técnico do NREL e do CEPTEL.

A concessionária local, Companhia Energética do Amazonas (CEAM), encarregou-se em ceder os equipamentos complementares, mão-de-obra para instalação, manutenção e acompanhamento de operação [42].

Somente no ano de 1996 complementou-se a geração diesel-elétrica, existente desde 1987, com uma planta fotovoltaica com capacidade nominal de 51,2 kWp [43]. A figura 2.6 mostra tal planta.



Figura 2.6 – Arranjo fotovoltaico da vila de Campinas.

A nova forma de geração tornou híbrido (fotovoltaico-diesel) o sistema de eletrificação, suprido aproximadamente 120 unidades consumidoras e permitindo um aumento do período de fornecimento de energia, que antes era das 18:00 às 24:00 h [44].

A figura 2.7 mostra o diagrama de blocos simplificado do sistema híbrido de Campinas.

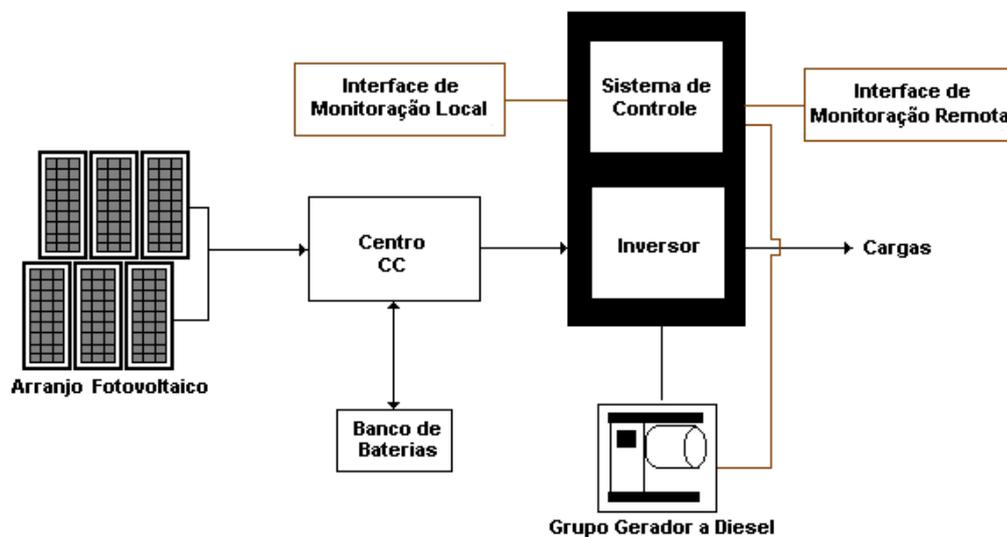


Figura 2.7 – Diagrama de blocos simplificado do sistema de Campinas.

A tabela 2.4 apresenta os principais dados do sistema.

Tabela 2.4 – Dados do sistema de Campinas.

Tecnologia	Energia solar fotovoltaica, banco de baterias, inversor e grupos geradores a diesel.
Componentes	Subsistema fotovoltaico
	1 Arranjo fotovoltaico de 51,2 kWp (módulos de 64 Wp). 1 Banco de baterias - 120 unidades chumbo-ácido, 8 V _{CC} /200 Ah (série/paralelo 240 V _{CC}). 1 Inversor de 50 kW.
	Subsistema diesel-elétrico
	2 Grupos geradores a diesel de 53 kVA (48 kW) cada.

O sistema de Campinas, conforme projeto original, ainda possuía a opção para 20 kW de geração eólica. Porém, simulações e monitoração de velocidades de vento na localidade mostraram que tal opção não era técnica e economicamente adequada.

2.3.2 – Sistema Fotovoltaico-Eólico de Joanes

O projeto do sistema fotovoltaico-eólico da vila de Joanes foi também idealizado no ano de 1994, através da doação dos equipamentos por parte do DOE, de suporte técnico do NREL e do CEPEL, e a contrapartida de fornecimento de demais equipamentos, mão-de-obra e operação por parte da CELPA, atualmente, Grupo REDE/CELPA [45].

Contudo, o sistema entrou em pleno funcionamento só em junho de 1997, para atender às 170 unidades consumidoras da vila [7].

Esse sistema (figura 2.8) foi concebido para ser interligado à rede da usina termelétrica a diesel da localidade de Salvaterra, que atende Joanes, basicamente com os seguintes objetivos:

- Complementar a geração do sistema térmico nos momentos de déficit;
- Aliviar a geração termelétrica de Salvaterra durante o horário de ponta.

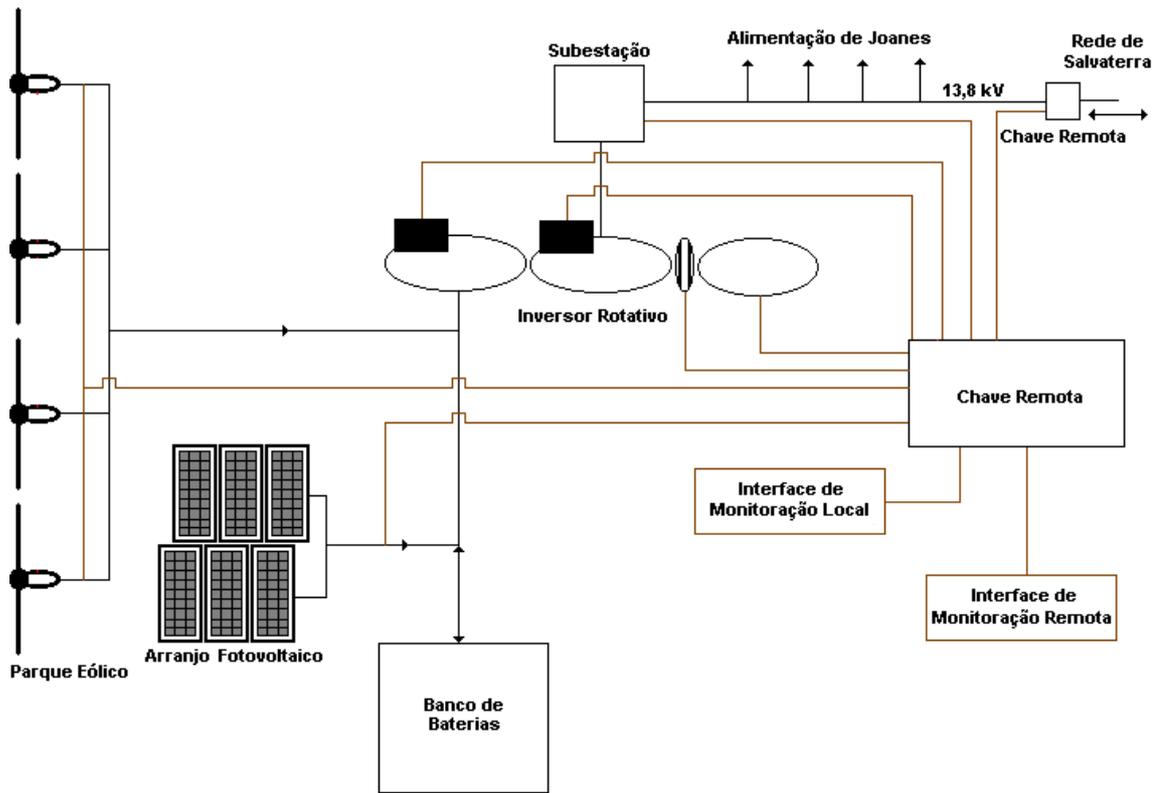


Figura 2.8 – Diagrama de bloco do sistema de Joanes.

As figuras 2.9 e 2.10 mostram vistas gerais do sistema de geração, dando destaque para o arranjo fotovoltaico sobre a casa de força e aerogeradores, respectivamente.



Figura 2.9 – Vista geral do sistema (arranjo fotovoltaico sobre a casa de força).



Figura 2.10 – Aerogeradores do subsistema de geração eólico de Joanes.

A tabela 2.5 mostra os principais dados do sistema fotovoltaico-eólico.

Tabela 2.5 – Dados do sistema híbrido de Joanes.

Tecnologia	Energia solar fotovoltaica e eólica, banco de baterias e inversor.
Componentes	Subsistema fotovoltaico
	1 Arranjo fotovoltaico de 10,2 kWp (módulos de 55 Wp).
	Subsistema eólico
	4 Aerogeradores de 10 kW cada. 4 Torres treliçadas estaiadas (2 x 24 m e 2 x 30 m de altura).
	Comuns às fontes de energia
	1 Banco de baterias - 200 unidades seladas reguladas a válvula, 2 V_{CC} /1.000 Ah. 1 Inversor rotativo de 52,5 kW.

2.3.3 – Sistema Eólico-Diesel de Praia Grande

Em setembro de 1998, com financiamento do Ministério de Ciência e Tecnologia (MCT), Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq)/Programa do Trópico Úmido (PTU), implantou-se o sistema híbrido eólico-diesel da vila de Praia-Grande (figura 2.11) para abastecer as residências, o centro comunitário, a escola, o sistema de bombeamento de água da vila e a iluminação pública [20,25].

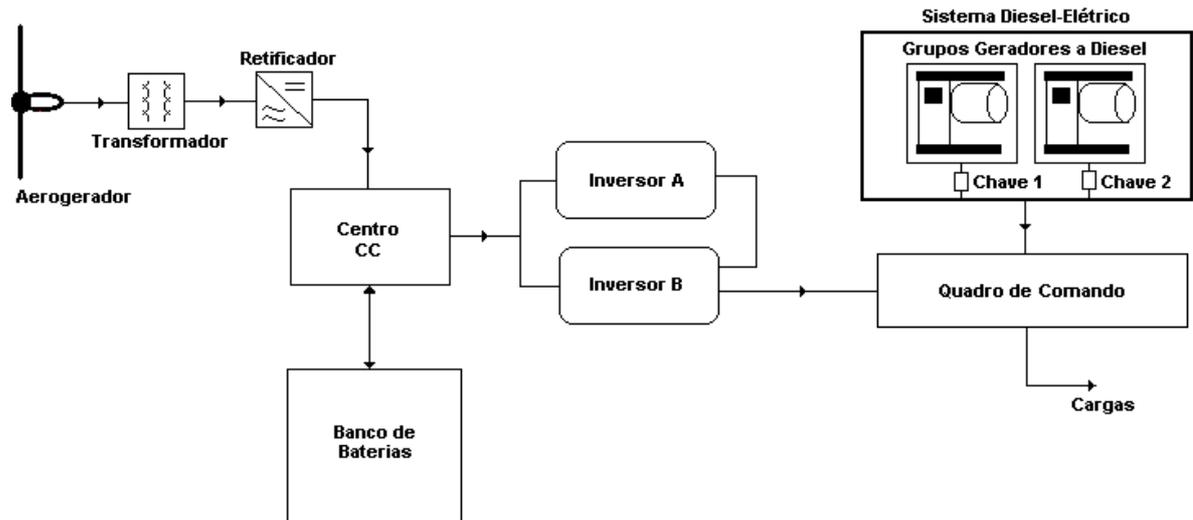


Figura 2.11 – Diagrama de blocos do sistema de Praia Grande.

Os parceiros desse projeto foram o GEDAE/UFPA (executor), o extinto Instituto de Desenvolvimento Econômico-Social do Pará (IDESP), a Prefeitura Municipal de Ponta de Pedras, a Associação dos Produtores Rurais de Praia Grande (ASPRADE) e a CELPA.

As figuras 2.12 e 2.13 mostram alguns componentes desse sistema.



Figura 2.12 – Banco de baterias.



Figura 2.13 – Sistema de condicionamento de potência de Praia Grande.

Os principais dados desse sistema são apresentados na tabela 2.6.

Tabela 2.6 – Dados do sistema de Praia Grande.

Tecnologia	Energia eólica, retificador, banco de baterias, inversores e grupos geradores a diesel.
Componentes	Subsistema eólico
	1 Aerogerador de 10 kW (7,5 kW referência). 1 Controlador de carga (retificador). 1 Transformador de 30 kVA. 2 Inversores estáticos de 4 kW cada. 1 Banco de baterias - 20 unidades chumbo-ácido, 12 V _{CC} /150 Ah (série/paralelo 48 V _{CC}). 1 Torre treliçada estaiada (20 m de altura).
	Subsistema diesel-elétrico
	2 Grupos geradores a diesel de 7,5 kVA (6 kW) cada.

2.3.4 – Sistema Fotovoltaico-Eólico-Diesel de Tamaruteua

O sistema fotovoltaico-eólico-diesel de Tamaruteua (figura 2.14), financiado pelo MCT/CNPq/PTU, foi implantado em junho de 1999. Sua geração abastece residências, escola, comércio, igrejas, prédios de uso diverso (salga de peixe, depósito e casa de farinha) da vila e iluminação pública [21,46].

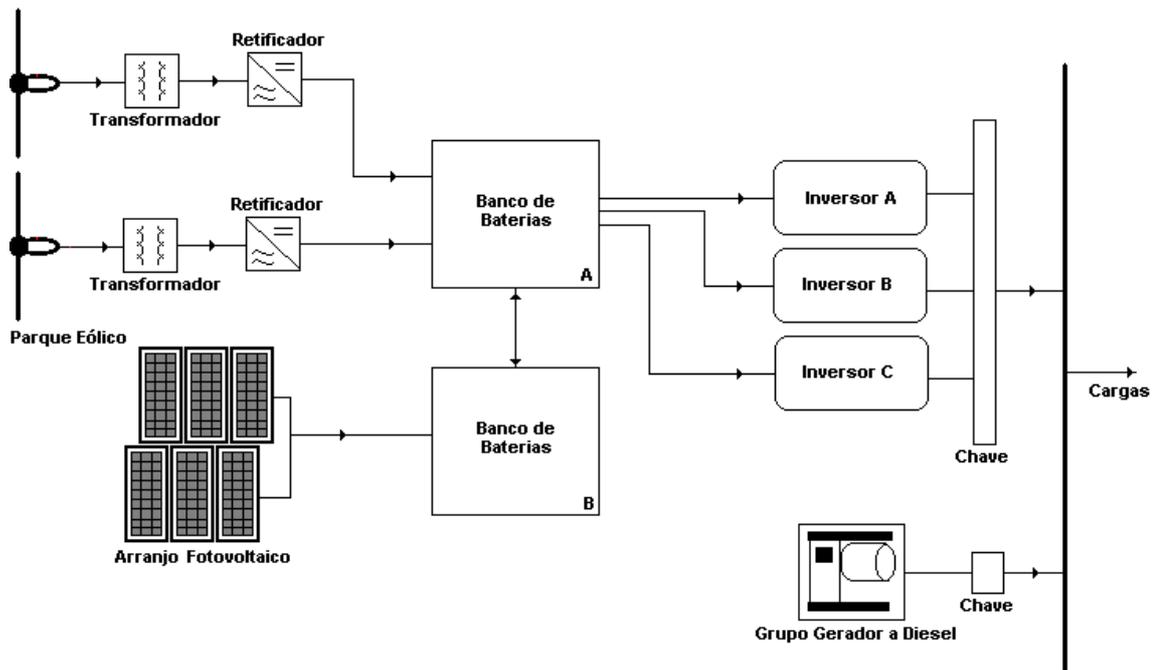


Figura 2.14 – Diagrama de blocos do sistema de Tamaruteua.

O executor do projeto foi o GEDAE/UFPA, com apoio do Centro Brasileiro de Energia Eólica (CBEE)/Universidade Federal de Pernambuco (UFPE), Secretaria Executiva de Ciência, Tecnologia e Meio Ambiente (SECTAM), a Prefeitura Municipal de Marapanim e a CELPA.

As figuras 2.15 e 2.16, e a tabela 2.7 mostram, respectivamente, alguns componentes do sistema de condicionamento de potência, os aerogeradores e os principais dados do sistema.



Figura 2.15 – Componentes do sistema de condicionamento de potência.



Figura 2.16 – Aerogeradores do subsistema eólico de Tamaruteua.

Tabela 2.7 – Dados do sistema de Tamaruteua.

Tecnologia	Energia solar fotovoltaica e eólica, banco de baterias, inversores e grupo gerador a diesel.
Componentes	Subsistema fotovoltaico
	1 Arranjo fotovoltaico de 1,92 kWp (módulos de 120 Wp).
	Subsistema eólico
	2 Aerogeradores de 10 kW cada (7,5 kW referência). 2 Controladores de carga (retificador). 2 Transformadores de 30 kVA cada. 2 Torres treliçadas estaiadas (24 m e 30 m de altura).
	Comuns às fontes de energia
	1 Banco de baterias – 64 unidades chumbo-ácido, 6 V_{CC} /350 Ah (série/paralelo 48 V_{CC}). 3 Inversores estáticos de 5,5 kW cada.
	Subsistema diesel-elétrico
	1 Grupo gerador a diesel de 30 kVA (24 kW).

2.3.5 – Sistema Fotovoltaico-Diesel de Araras

O sistema híbrido fotovoltaico-diesel de Araras (figura 2.17) entrou em operação no ano de 2001, logo após a inserção de uma planta fotovoltaica com uma capacidade nominal de 20,48 kWp no sistema de geração diesel-elétrica (162 kW) pertencente à GUASCOR DO BRASIL, a qual é um Produtor Independente de Energia (PIE) contratada pela Centrais Elétricas de Rondônia S.A (CERON) [47-49].

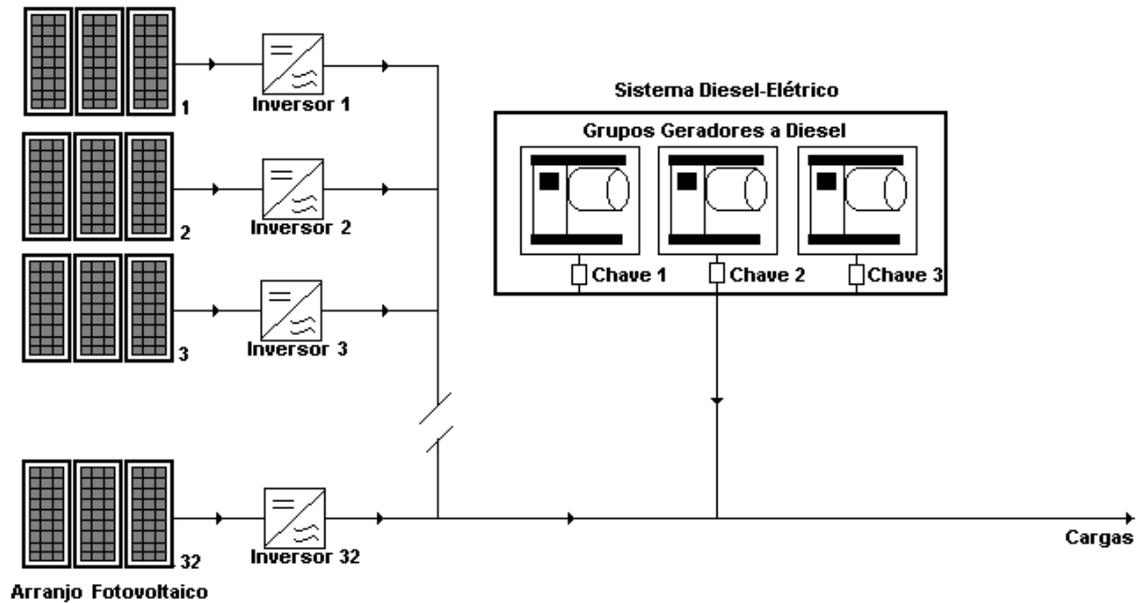


Figura 2.17 – Diagrama de blocos do sistema de Araras.

O projeto foi desenvolvido através da parceria entre a ANEEL, o Laboratório de Energia Solar (LABSOLAR)/Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC) e a GUASCOR DO BRASIL.

Atualmente, a energia proveniente do sistema híbrido supre uma demanda máxima de aproximadamente 47 kW. As figuras 2.18 e 2.19 apresentam o arranjo fotovoltaico e os grupos geradores diesel de Araras, respectivamente.



Figura 2.18 – Arranjo fotovoltaico [48].



Figura 2.19 – Grupos geradores a diesel de Araras [48].

A tabela 2.8 apresenta os principais dados do sistema.

Tabela 2.8 – Dados do sistema híbrido de Araras.

Tecnologia	Energia solar fotovoltaica, inversores e grupos geradores a diesel.
Componentes	Subsistema fotovoltaico
	1 Arranjo fotovoltaico de 20,48 kWp (módulos de 64 Wp). 32 Inversores estáticos de 650 W (cada).
	Subsistema diesel-elétrico
	3 Grupos geradores a diesel de 60 kVA (54 kW) cada.

2.3.6 – Sistema Fotovoltaico-Eólico-Diesel de São Tomé

O sistema híbrido fotovoltaico-eólico-diesel de São Tomé, financiado pela Petróleo Brasileiro S.A. (PETROBRÁS) e a Financiadora de Estudos e Projetos (FINEP), através do fundo CT-PETRO, foi implantado em setembro de 2003, com a finalidade de abastecer as 67 unidades consumidoras da vila [22]. A figura 2.20 mostra o diagrama de blocos do sistema.

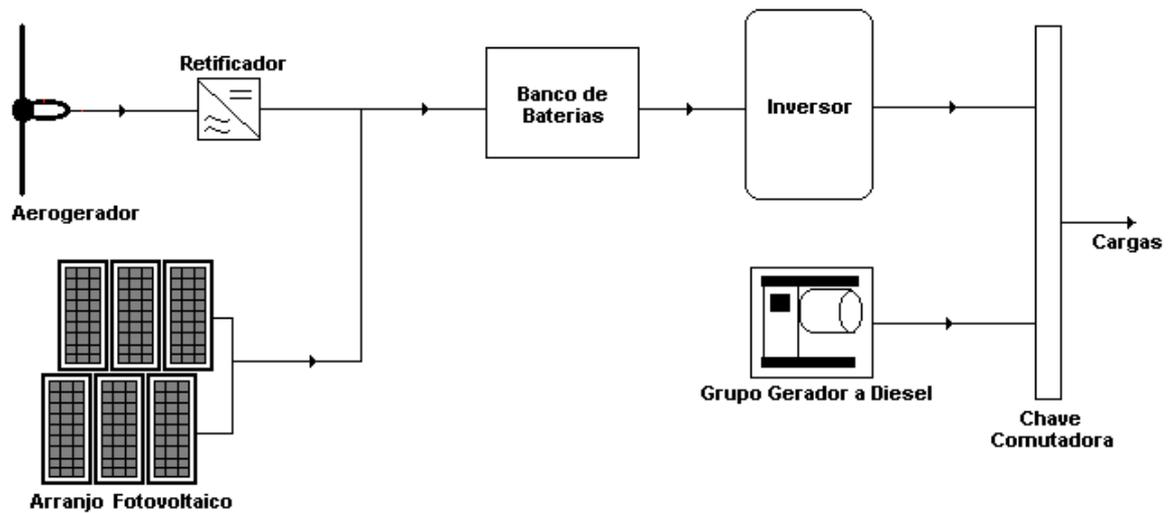


Figura 2.20 – Diagrama de blocos do sistema de São Tomé.

O projeto foi executado pelo GEDAE/UFPA, com apoio da Agência Estadual de Regulação e Controle de Serviços Públicos (ARCON), Prefeitura Municipal de Maracanã e o Grupo REDE/CELPA.

As figuras 2.21 e 2.22 mostram vistas gerais do sistema de geração através das fontes renováveis, e a tabela 2.9 lista seus principais componentes.



Figura 2.21 – Vista geral do sistema de São Tomé (destaque arranjo fotovoltaico).



Figura 2.22 – Vista geral do sistema de São Tomé (destaque aerogerador).

Tabela 2.9 – Dados do sistema de São Tomé.

Tecnologia	Energia solar fotovoltaica e eólica, banco de baterias, inversor e grupo gerador a diesel.
Componentes	Subsistema fotovoltaico
	1 Arranjo fotovoltaico de 3,2 kWp (módulos de 80 Wp).
	Subsistema eólico
	1 Aerogerador de 10 kW (7,5 kW referência). 1 Controlador de carga (retificador). 1 Torre treliçada estaiada (30 m de altura).
	Comuns às fontes de energia
	1 Banco de baterias - 40 unidades chumbo-ácido, 12 V _{cc} /150 Ah (série/paralelo 120 V _{cc}). 1 Inversor estático de 15 kW.
	Subsistema diesel-elétrico
1 Grupo gerador a diesel de 20 kVA (16 kW).	

2.4 – Desenvolvimentos Futuros dos Sistemas na Região

Dadas as experiências adquiridas com os sistemas híbridos já instalados e o fato que dificilmente um atendimento somente com recursos não renováveis, bem como através da extensão de rede serão alternativas viáveis para a eletrificação das comunidades isoladas da Região, tais sistemas apresentam-se com uma aplicabilidade futura promissora.

Neste contexto, podem-se destacar os seguintes projetos de sistemas híbridos que estão em fase de implantação ou ainda em estudo.

2.4.1 – Sistema Fotovoltaico-Eólico-Diesel de Sucuriju

Esse sistema encontra-se atualmente em implantação (início 2005) na vila de Sucuriju (1° 40' 39'' N e 49° 56' 1'' W, figura 2.4), município de Amapá, estado do Amapá, com financiamento do Ministério de Minas e Energia (MME) e CNPq, através do fundo CT-ENERG.

A capacidade de geração prevista desse sistema é de aproximadamente 105,5 kW; potência esta distribuída da seguinte forma:

- 20 kWp – geração fotovoltaica;
- 37,5 kW – geração eólica;
- 48 kW – geração diesel-elétrica.

O executor do projeto é o CBEE/UFPE em parceria com o GEDAE/UFPA, o Laboratório de Referência em Dessalinização (LABDES)/Universidade Federal de Campina Grande (UFCG), o Governo do Estado do Amapá, através da Secretária de Estado da Ciência e Tecnologia (SETEC), a ELETRONORTE, a Companhia de Eletricidade do Amapá (CEA), e a Companhia de Água e Esgoto do Amapá (CAESA).

Após o término da implantação (previsão para 2006), tal sistema deverá ser o maior sistema híbrido fotovoltaico-eólico-diesel da Região, suprimindo cerca de 120 unidades consumidoras (residências, comércios, igrejas, escola, posto de saúde, etc.) e um sistema de dessalinização de água [50].

O diagrama de blocos do sistema híbrido é mostrado na figura 2.23.

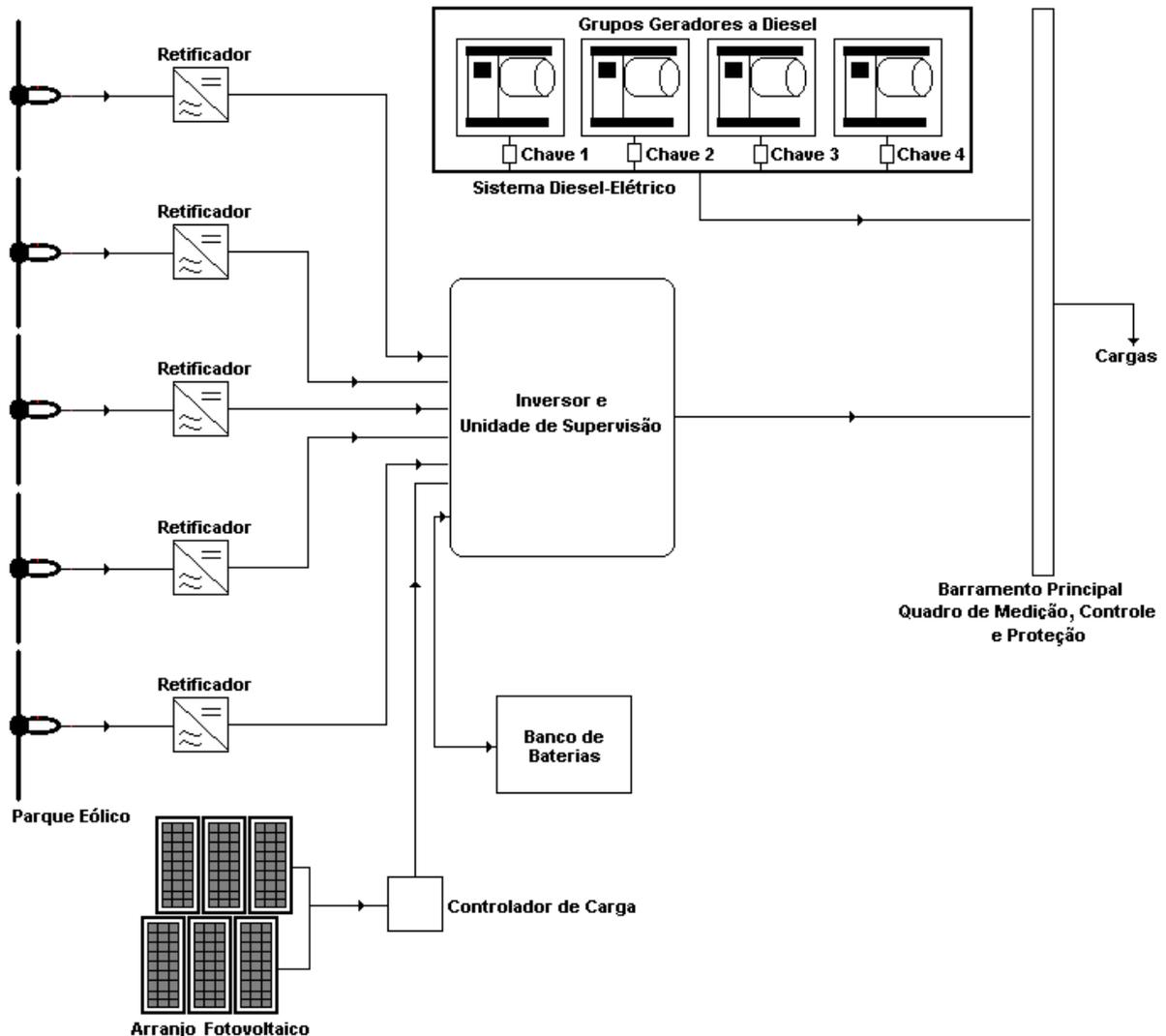


Figura 2.23 – Diagrama de bloco do sistema de Sucuriju.

Salienta-se ainda que a operação do sistema será toda automatizada, tendo sua monitoração feita de maneira remota.

2.4.2 – Revitalização e Expansão do Sistema de Tamaruteua

Este é outro projeto que também foi iniciado no ano de 2005 (com financiamento MME/CNPq/CT-ENERG) e no qual serão executadas as seguintes atividades:

- Aumento de 100% da capacidade de geração fotovoltaica (3,84 kWp);
- Manutenção nos conjuntos torre/aerogeradores;
- Substituição do grupo gerador a diesel existente por outro novo de maior capacidade (cerca de 32 kW);
- Substituição dos inversores de tensão por uma única unidade de 18 kW;

- ❑ Instalação de controladores de carga (duas unidades de 40 A/48 V_{CC});
- ❑ Instalação de uma unidade de retificação (retificador);
- ❑ Automação do sistema;
- ❑ Monitoração remota;
- ❑ Revitalização da mini-rede de distribuição;
- ❑ Pré-pagamento pelo serviço de energia.

A figura 2.24 mostra a nova configuração do sistema após a revitalização.

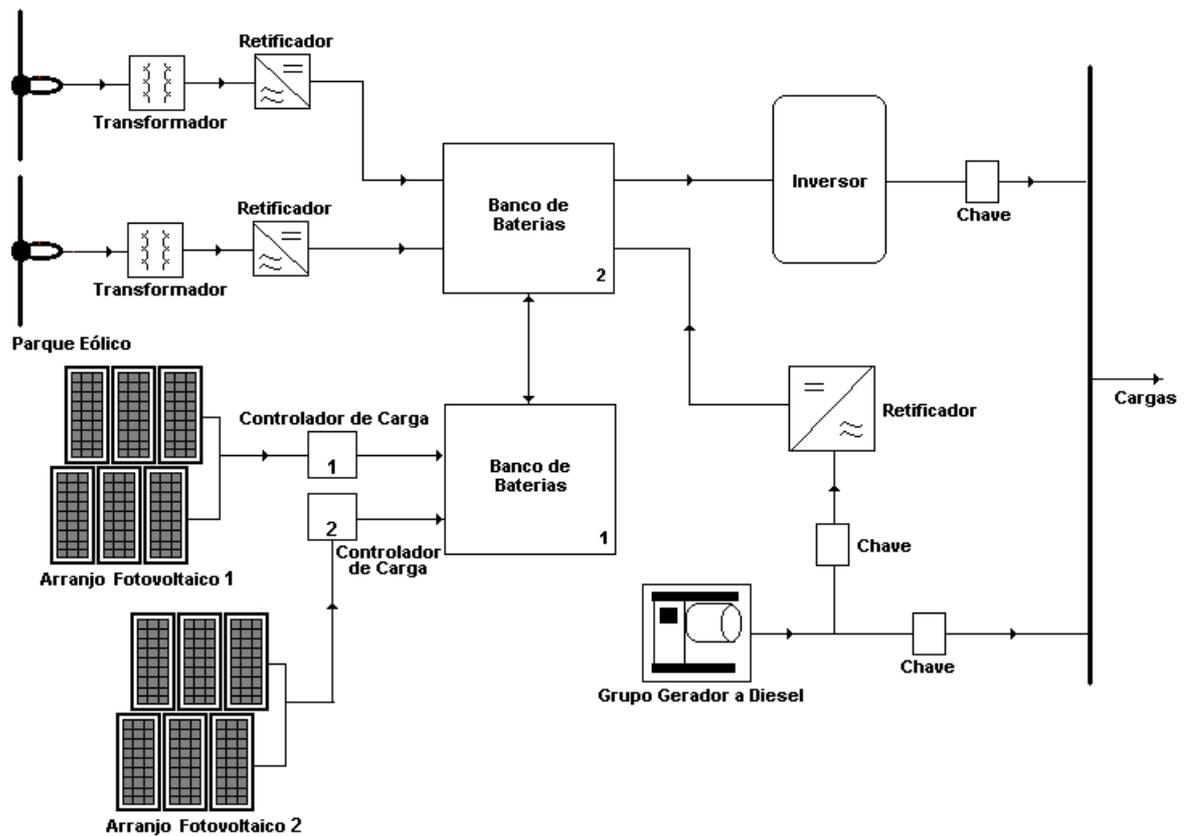


Figura 2.24 – Diagrama de blocos do sistema de Tamaruteua após a revitalização.

O GEDAE/UFPA é o responsável em comissionar o projeto em parceria com a Prefeitura Municipal e a ARCON.

2.4.3 – Projeto de Expansão do Sistema de São Tomé

Esse projeto prevê a expansão do subsistema de geração renovável, aumentando 50% a capacidade de geração fotovoltaica e 100% a eólica. No projeto ainda está prevista a execução das seguintes atividades:

- ❑ Automação do sistema;

- Monitoração remota;
- Instalação de uma unidade de retificação;
- Expansão da mini-rede de distribuição (atendimento de 100% da vila).
- Pré-pagamento pelo serviço de energia (revitalização).

O ano provável para o início do projeto é 2006, tendo como executor o GEDAE/UFPA e financiador a PETROBRAS.

A nova configuração do sistema é mostrada na figura 2.25.

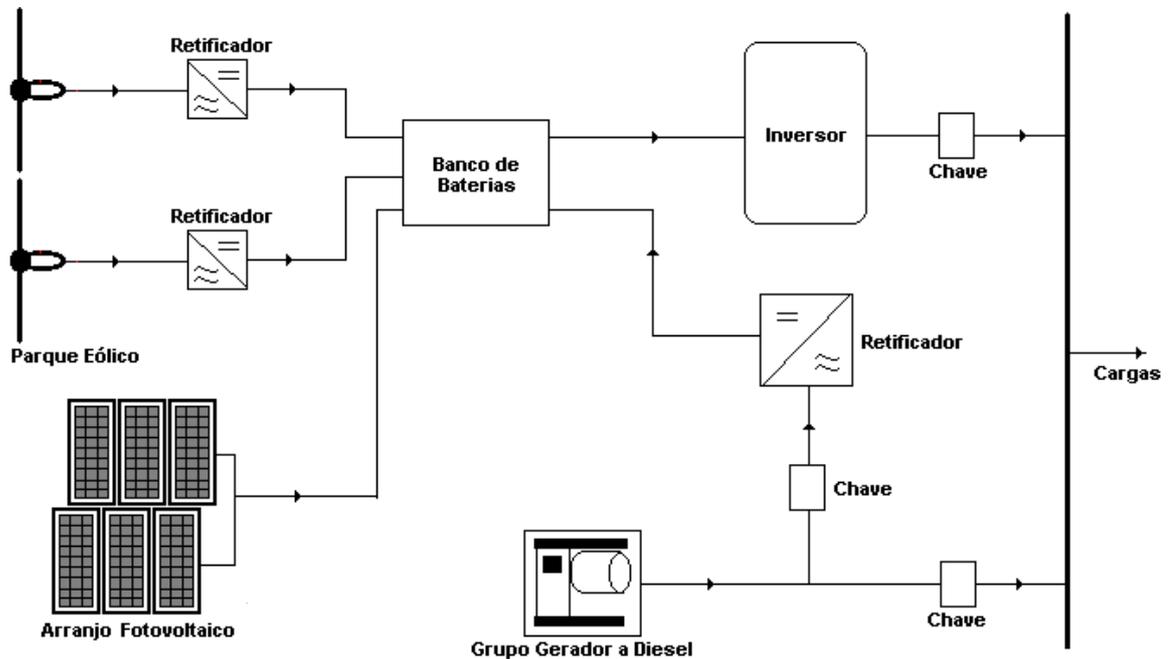


Figura 2.25 – Diagrama de blocos do sistema de São Tomé após a expansão.

2.5 – Inserção de Outras Formas de Geração

A necessidade de obtenção de uma maior eficiência global dos sistemas híbridos, atualmente, motiva estudos da inserção de outras formas de geração nos mesmos. A seguir são apresentadas duas formas de geração atrativas para o uso híbrido.

2.5.1 – Biomassa

A utilização da biomassa, conjugada com outra fonte de energia para geração de eletricidade, dentre todas as fontes renováveis pode ser considerada a mais promissora, especialmente no interior da Amazônia, devido à facilidade de obtenção do recurso *in loco*.

A exploração da energia contida na biomassa dá-se de diferentes formas. Na Região, os processos de transformação da biomassa em eletricidade que se destacam são:

Gaseificação – Conversão da biomassa (caroços de açaí, casca de cacau, cupuaçu, etc.) em um gás combustível com baixo poder calorífico, através da oxidação parcial a temperaturas elevadas. O gás obtido pode ser utilizado em motores de combustão interna adaptados.

A figura 2.26 apresenta um esquema de um sistema híbrido utilizando a biomassa através da gaseificação. De maneira geral, qualquer das configurações apresentadas no Capítulo 1 pode ser utilizada.

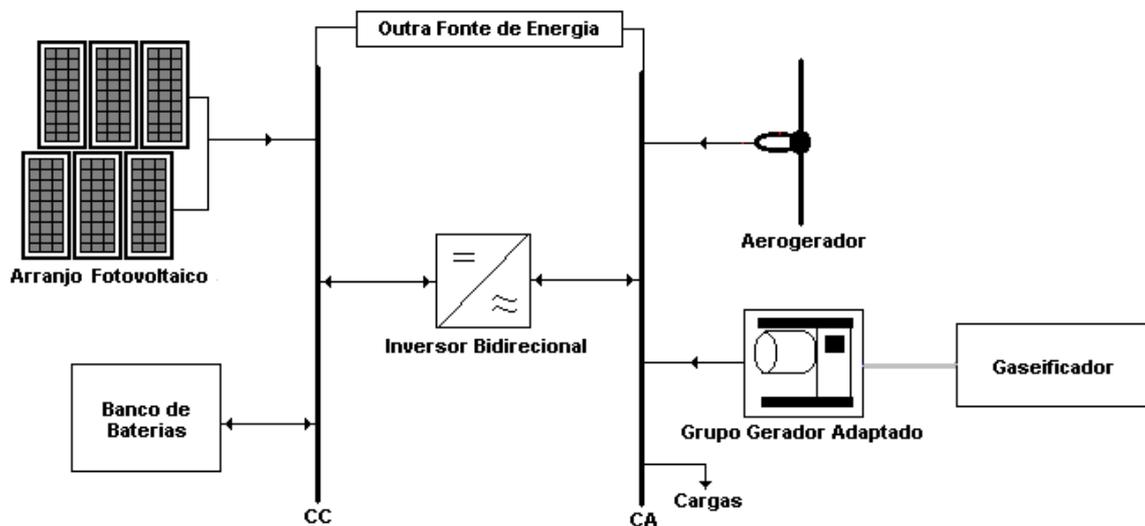


Figura 2.26 – Diagrama de blocos de um sistema híbrido com biomassa.

Biodiesel – É um combustível renovável de óleos vegetais (biomassa), como mamona, dendê e demais oleaginosas. Esse combustível pode ser usado nos motores de combustão interna dos sistemas de geração de eletricidade, como os híbridos, em substituição parcial ou total do óleo diesel.

A configuração de um sistema híbrido que utilize esse combustível renovável pode ser a mesma da figura 2.26, com a retirada do gaseificador e a adaptação do grupo gerador para funcionamento a biodiesel.

2.5.2 – Célula a Combustível

Dada a alta confiabilidade, eficiência energética, e baixo nível de emissão de GEE, alguns estudos apontam que a inserção de célula a combustível pode aumentar consideravelmente a eficiência global dos sistemas híbridos, através da produção de

eletricidade eletroquimicamente, pela combinação de hidrogênio (principal combustível) e oxigênio [10-13].

Um exemplo desses estudos a nível regional é a proposta de Vale et alii [13] em integrar a um sistema híbrido fotovoltaico-eólico-diesel uma célula a combustível, cujo hidrogênio para o seu funcionamento viria da gaseificação dos recursos de biomassa disponíveis localmente.

Outra forma de produção do hidrogênio seria a utilização de um eletrolizador, alimentado com o excedente de geração de energia proveniente do sistema (figura 2.27).

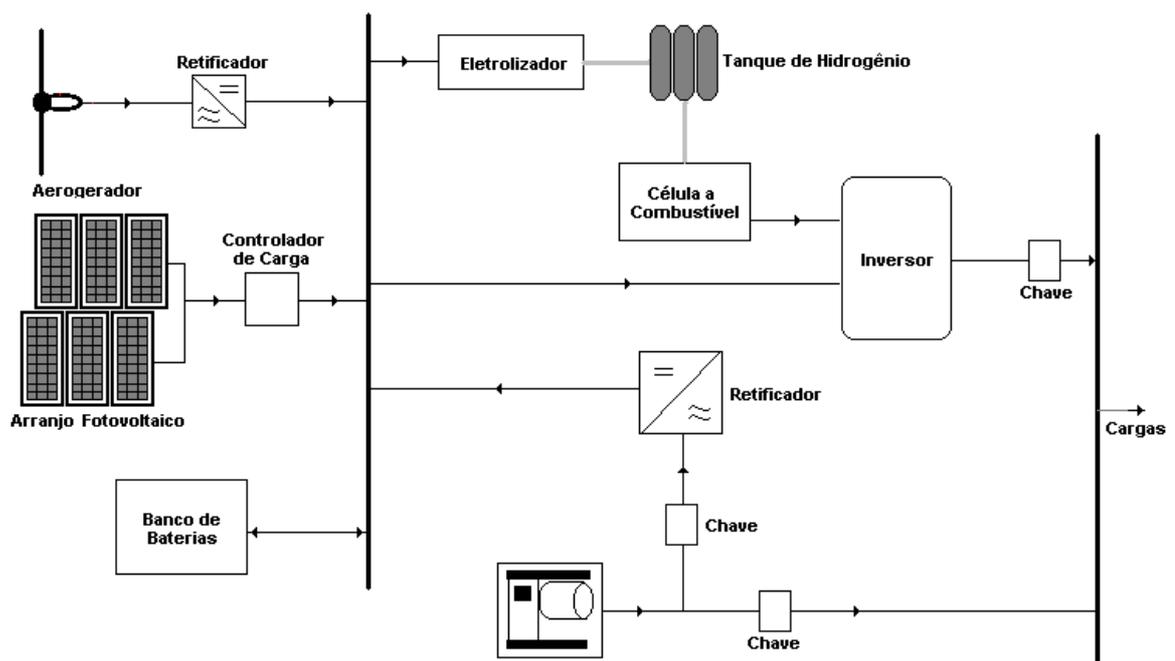


Figura 2.27 – Sistema híbrido fotovoltaico-eólico-célula a combustível-diesel.

O principal empecilho para a inserção da célula a combustível é o seu custo ainda muito elevado, e sua imaturidade tecnológica, quando comparada com outras formas de geração já bem estabelecidas.

CAPÍTULO 3

ANÁLISE DE SISTEMAS HÍBRIDOS REGIONAIS

3.1 – Introdução

Este capítulo tem por finalidade analisar, através de uma abordagem geral mas sucinta, as características de caráter técnico, operacional, econômico e de gerenciamento consideradas mais importantes e que se destacam nos sistemas híbridos identificados e descritos no Capítulo 2.

Neste contexto, o presente capítulo está dividido em sete seções, excluindo-se essa introdução, onde primeiramente (Seção 3.2) os principais aspectos técnicos para seleção do local de implantação são listados. Na Seção 3.3, as características (tipo e perfil) das cargas presentes nas comunidades atendidas pelos sistemas são identificadas e discutidas. As estratégias de operação adotadas por cada sistema são abordadas na Seção 3.4. Na Seção 3.5, dados de desempenho e econômicos dos sistemas híbridos de São Tomé e Praia Grande são analisados. A qualidade da energia elétrica é tratada na Seção 3.6, e os principais impactos (ambientais, socioeconômicos, entre outros) resultantes da utilização dos sistemas híbridos na seção seguinte (3.7).

Finalmente (Seção 3.8) discorre-se sobre a gestão administrativa e financeira dos sistemas e fatores preponderantes de sustentabilidade.

3.2 – Aspectos Técnicos de Seleção do Local de Implantação

Tecnicamente, a seleção dos locais para a implantação dos sistemas híbridos regionais baseou-se na avaliação objetiva e equilibrada dos fatores listados a seguir.

a. Potencial das fontes de energias renováveis (solar e eólica)

É um dos principais fatores na análise, pois, dependendo do potencial das fontes solar e eólica, pode-se optar ou não pelo hibridismo, ou ainda, indicar que esses recursos renováveis não podem ser utilizados para a geração de eletricidade. Portanto, um levantamento preciso da intensidade da irradiância e do regime dos ventos (direção,

intensidade e frequência), bem como do comportamento de ambos com as variações sazonais ao longo do ano, fez-se necessário nesses locais.

A princípio, para tal, utilizaram-se mapas existentes de tais recursos. Por exemplo, no projeto inicial do sistema híbrido fotovoltaico-diesel da vila de Araras, os mapas do Atlas de Irradiação Solar do Brasil⁵ foram empregados [12].

Para os projetos dos sistemas híbridos das vilas de Tamaruteua e São Tomé, empregaram-se os dados de estações meteorológicas de usos diversos, localizadas próximo dessas comunidades. No projeto de Tamaruteua foram utilizados os dados referentes à localidade de Algodal/PA (0° 35' 40'' S e 47° 35' 15'' W), enquanto que para o projeto da vila de São Tomé empregaram-se os dados de irradiância da cidade de Belém/PA e de vento da própria vila de Tamaruteua, após instalação de uma estação meteorológica na mesma localidade [21,22].

As duas formas de avaliação anteriormente citadas podem proporcionar um bom indicativo do potencial existente. No entanto, a primeira possui a desvantagem dos seus dados serem quase na totalidade extrapolados. A desvantagem da outra forma reside na necessidade dos dados serem criteriosamente analisados, principalmente com relação às informações sobre o regime dos ventos, pois as características inerentes ao terreno e à altura de instalação dos sensores de medição podem influenciar diretamente na avaliação. Logo, quanto mais próximo for o local dos dados obtidos dos locais selecionados, mais precisa será a avaliação.

No caso particular da vila de Praia Grande, os dados utilizados para o pré-projeto do subsistema de geração eólica, foram obtidos após visitas *in loco*, através de medições breves a uma altura de 6 m, de entrevistas com os moradores locais e de observações de indicadores biológicos [20].

As informações extraídas dessas visitas, como também de atlas ou de locais próximos, constituem-se em um valioso indicativo. Entretanto, somente com a instalação de uma estação meteorológica nas próprias comunidades, foi possível obter informações mais consistentes e confiáveis sobre os recursos energéticos solar e eólico. Ribeiro et alii [45] relatam, por exemplo, a instalação de uma estação na vila de Joanes no ano de 1994. [20-22] descrevem a instalação das estações meteorológicas de Praia Grande, Tamaruteua e São Tomé, respectivamente, no ano inicial de implantação dos referidos projetos.

⁵ Atlas confeccionado por Colle e Pereira [51].

Basicamente, as estações meteorológicas das localidades são constituídas por uma série de sensores utilizados com a finalidade de realizar a monitoração continuamente, em intervalos de tempo predeterminados, das variáveis meteorológicas. Na tabela 3.1, os principais tipos de sensores utilizados nessas estações estão ilustrados e descritos.

Tabela 3.1 – Descrição dos equipamentos de medição encontrados nas estações.

Sensores	Descrição
 <p>Anemômetro</p>	<p>O Anemômetro (sensor de velocidade de vento) é um instrumento usado para medir a velocidade do vento. Geralmente, são utilizados os de conchas (um tipo particular de anemômetros de rotação), em que três conchas de formato especial estão dispostas simetricamente, formando ângulos retos com o eixo vertical. A velocidade de rotação depende da velocidade do vento, independentemente da direção de onde ele sopra.</p>
 <p>Piranômetro</p>	<p>O piranômetro (sensor de irradiância) é um instrumento destinado a medir a potência da radiação solar incidente por unidade de superfície. Os piranômetros mais utilizados são constituídos por um fotodiodo, cujo elemento sensor (célula fotovoltaica) produz uma corrente elétrica, quando iluminada, sendo esta corrente, na condição de curto-circuito, proporcional à intensidade da radiação solar global (radiação solar direta + radiação solar difusa).</p>
 <p>Termômetro</p>	<p>O Termômetro (sensor de temperatura) é um instrumento de medição de temperatura, cujo funcionamento baseia-se no estabelecimento de equilíbrio térmico entre ele e o sistema que se quer determinar a temperatura. Comumente, o elemento sensor do termômetro é uma termoresistência, cujo sinal é proporcional à variação da temperatura do ar. Este sensor encontra-se em um abrigo de proteção contra radiação solar direta (ver ilustração).</p>
 <p>Sensor de direção do vento</p>	<p>O sensor de direção do vento é um instrumento que serve para verificar qual a direção do vento. No entanto, é necessário ter o cuidado de assegurar que o seu eixo esteja exatamente na vertical, além de orientá-lo corretamente para o Norte Verdadeiro ou para o Magnético. O elemento sensor que constitui o indicador de direção é um potenciômetro que fornece uma resistência proporcional à direção da qual o vento está soprando.</p>

Os sensores apresentados na tabela 3.1 são geralmente distribuídos ao longo de uma torre tubular, cuja altura depende da necessidade do projeto do subsistema de geração eólica. A figura 3.1 ilustra a torre da estação meteorológica da vila de São Tomé com os seus sensores distribuídos ao longo da mesma.

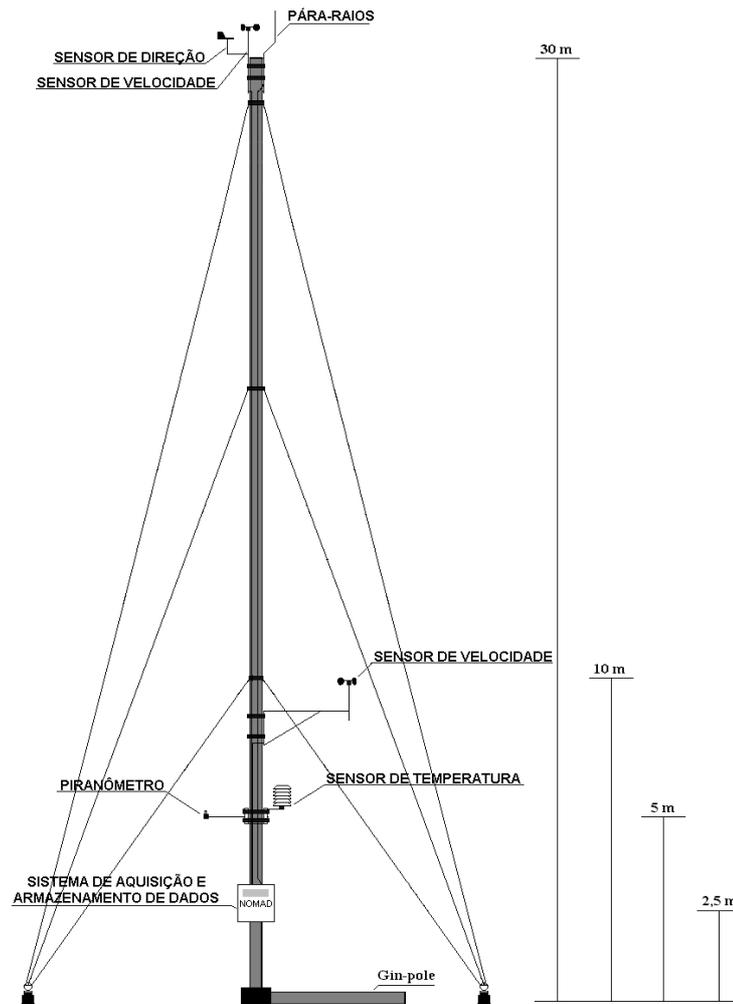


Figura 3.1 – Torre e distribuição dos sensores.

As variáveis meteorológicas são coletadas continuamente pelos sensores, para em seguida serem armazenadas em uma unidade de aquisição e armazenamento de dados (*data logger*). Esses dados são comumente retirados via conexão *data logger*/microcomputador, ou por meio da troca de cartões de memórias, para serem então transportados para um centro de tratamento de dados, onde se executa a leitura, a qualificação, o tratamento e o armazenamento dos dados tratados.

A coleção de informações obtida com a monitoração realizada pelas estações meteorológicas fornece dados confiáveis dos recursos energéticos locais, que justificam o hibridismo das fontes de forma ótima e, conseqüentemente, a implantação dos sistemas híbridos. Ademais, o tratamento dos dados proporciona a criação de um banco de dados que constitui uma base para todo e qualquer desenvolvimento regional futuro associado à geração de energia (elétrica ou outro tipo) a partir dessas fontes renováveis.

b. Acessibilidade do local

Esse fator abrange a forma de traslado dos equipamentos e combustível até as localidades, o qual deve ser feito com o mínimo de custo e de forma segura, tanto para os materiais quanto para as pessoas que participam dessa atividade.

Devido às características intrínsecas das áreas das localidades as alternativas de transporte alternam-se no transporte rodoviário (caso da vila de São Tomé), através de estradas na maioria das vezes em condições precárias, o que pode acarretar em quebra do meio de transporte e, conseqüentemente, em atrasos, e no fluvial (casos das vilas de Campinas e Tamaruteua) que está fortemente ligado ao regime de marés, necessitando, portanto, de um bom planejamento, além de embarcações adequadas.

c. Disponibilidade de área apropriada para instalação dos sistemas

Através de um estudo desse fator em todos os sistemas híbridos implantados, foi possível identificar quatro aspectos preponderantes para escolha do local:

- ❑ Área com condições mais favoráveis de vento, sem comprometimento do entorno;
- ❑ Área sem obstáculos (árvores ou prédios) que possam prejudicar a incidência da radiação solar nos módulos fotovoltaicos;
- ❑ Área disponível para o levantamento das torres de suporte dos aerogeradores e montagem dos arranjos fotovoltaicos;
- ❑ Proximidade da maior concentração das unidades consumidoras, sem, no entanto, prejudicar os usuários com possíveis ruídos ou outro tipo de inconveniente.

d. Disponibilidade de óleo diesel

Tal fator consiste na verificação de possíveis pontos de venda ou redes de distribuidores de óleo diesel, necessário para o abastecimento dos subsistemas de geração diesel-elétrica.

Nos sistemas híbridos das vilas de Campinas e Araras, todo o processo de aquisição do óleo diesel e uso já era realizado de forma sistemática pelos responsáveis pela geração de energia elétrica (CEAM e GUASCOR DO BRASIL) antes mesmo do hibridismo dos sistemas. Por outro lado, nos demais sistemas híbridos que utilizam esse combustível houve a necessidade de se estabelecer uma logística para a obtenção do óleo diesel em locais mais próximos (redução de custos de transporte), e o seu armazenamento e uso adequado.

3.3 – Dados de Carga

Conhecer o tipo de carga e o perfil da demanda de um sistema elétrico, seja convencional ou alternativo, é um parâmetro muito importante na análise do mesmo, pois, a partir desse conhecimento, é possível dimensioná-lo e operá-lo com maior grau de precisão e eficiência.

Além disso, um acompanhamento constante do comportamento da carga pode permitir uma avaliação dos impactos socioeconômicos (Seção 3.7) provocados pela implantação de tal sistema, e a delimitação de uma estrutura de uso da energia, de forma a estabelecer um atendimento eficiente e mais adequado possível para a realidade que envolve cada caso.

Seguindo essa linha de raciocínio, nesta seção são apresentadas as principais características da carga das vilas supridas pelos sistemas híbridos de energia.

3.3.1 – Tipo de Carga Atendida

Basicamente, os sistemas híbridos regionais implantados são destinados ao suprimento de comunidades pequenas e isoladas. Portanto, já era de se esperar que o tipo de carga residencial (televisores, refrigeradores, ferro de passar, lâmpadas incandescentes e fluorescentes, etc.) fosse predominante na demanda de eletricidade, representando quase o total da carga instalada das vilas.

Dentre as cargas tipicamente residenciais, os eletrodomésticos correspondem ao maior percentual de carga instalada (índice superior a 70%). A figura 3.2 exemplifica esse índice, mostrando a carga instalada do setor residencial das vilas de Tamaruteua e São Tomé, obtidas através de levantamentos em campo realizados por equipes do GEDAE/UFPA nos anos de 2005 e 2004, respectivamente.

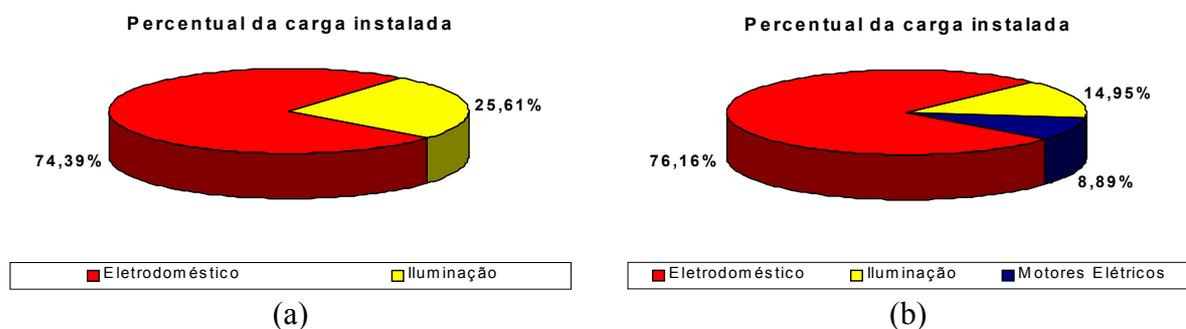


Figura 3.2 – Percentual da carga residencial instalada: (a) Tamaruteua (b) São Tomé.

Grande parte dos eletrodomésticos existentes está relacionada com o conforto, lazer e refrigeração. A tabela 3.2 apresenta o índice percentual dos principais eletrodomésticos por residência das vilas de Campinas, Tamaruteua, São Tomé e Sucuriçu.

Tabela 3.2 – Índice de eletrodomésticos por residência.

Eletrodoméstico	Índice (%)				
	Campinas ¹	Praia Grande ²	Tamaruteua ³	São Tomé ⁴	Sucuriçu ⁵
Ventilador	90	4	8	0	4
Refrigerador	11	27	12	2	2
<i>Freezer</i>	22	0	6	11	32
Ferro de passar	21	27	22	9	32
Liquidificador	12	27	26	22	6
Rádio	38	39	12	24	10
Aparelho de Som	6	31	28	7	14
Vídeo Cassete	1	0	2	2	2
Receptor de Satélite	2	0	24	11	36
Televisor	29	89	44	54	43
Máquina de lavar	0	0	4	4	44

Fontes: ¹ [44], ² [25], ³ [52], ⁴ [53] e ⁵ [54,55].

Da tabela 3.2 percebe-se o grande percentual de televisores e rádios, devido à grande utilização dos mesmos como forma de lazer e informação. O índice percentual de refrigeradores e *freezers* também é expressivo, dado o seu uso para conservação de alimentos e refrigeração de bebidas.

Quanto aos tipos de cargas de iluminação, destacam-se as lâmpadas fluorescentes, fluorescentes compactas e as incandescentes de várias potências. O percentual de cada tipo em relação à carga total instalada de iluminação (residencial) é mostrado na figura 3.3 (a), (b) e (c), para as vilas de Tamaruteua, São Tomé e Sucuriçu, respectivamente.

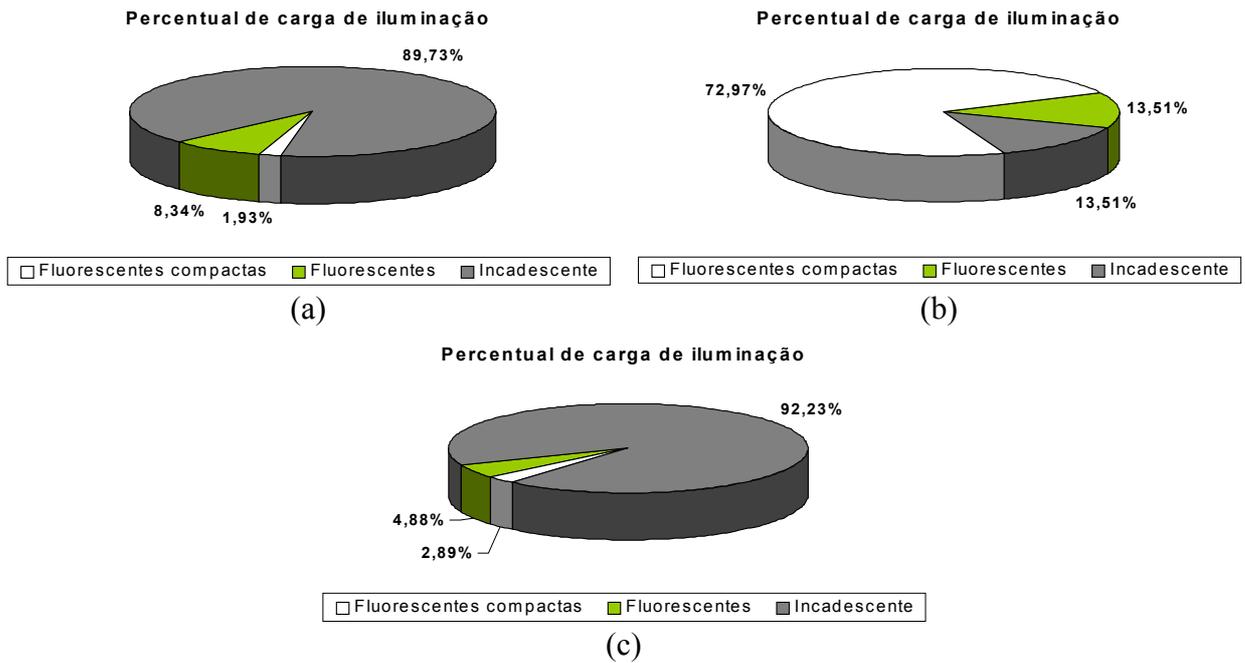


Figura 3.3 – Percentual da carga de iluminação: (a) Tamaruteua, (b) São Tomé e (c) Sucuriju.

Analisando a figura 3.3 (a) e (c), verifica-se que as lâmpadas incandescentes são as mais utilizadas nas residências, apesar de sua baixa eficiência e alto consumo, o qual é um vilão para a conservação de energia, que nos sistemas híbridos é um fator muito importante, dada a limitação de geração e a intermitência das fontes primárias.

A disseminação do uso das lâmpadas incandescentes deve-se à pouca necessidade de peças e acessórios para sua utilização e, principalmente, ao baixo custo de aquisição, enquanto que a opção pelas lâmpadas mais eficientes e econômicas, como as fluorescente compactas, esbarra no alto custo dos equipamentos de boa qualidade.

A ressalva quanto ao uso das lâmpadas incandescentes é observada na vila de São Tomé, a qual possui um percentual de lâmpadas fluorescentes compactas de cerca de 73%. Esse valor de percentual foi originado pela aplicação de um plano de conservação de energia que é parte do projeto do sistema híbrido em questão. Esse plano consistiu na doação desse tipo de lâmpada às residências da vila e em orientações aos usuários de como utilizar os benefícios da energia elétrica da forma mais racional possível.

Um plano de conservação de energia semelhante ao de São Tomé está sendo posto em prática na vila de Sucuriju. Atualmente, estão em andamento atividades de troca e revitalização das instalações elétricas das residências da vila, orientações aos usuários estão sendo dadas, e futuramente prevê-se a redução significativa do consumo de energia, principalmente no horário de demanda máxima (Seção 3.3.2), proveniente da iluminação por

lâmpadas incandescentes, devido à substituição das mesmas por lâmpadas econômicas. Cada residência receberá, sem nenhum ônus, até uma quantidade de cinco lâmpadas fluorescente compactas [54,55].

Dentre os outros tipos de consumidores, como o público e o comercial, encontram-se as cargas de iluminação pública, iluminação e comunicação de prédios públicos ou comunitários (igrejas, escolas, creches, etc.), e de pequenos comércios. Entretanto, a demanda elétrica relativa a essas cargas é pouco expressiva.

É importante comentar que um tipo de carga associado a uma atividade produtiva como, por exemplo, pequenas fábricas de gelo para conservação do pescado, fonte principal de renda das vilas, com exceção de Araras, e de outros alimentos, já foi idealizado para a vila de Campinas [43] e está sendo analisado para Sucuriçu [50]. A proposição e o fomento desse tipo de carga são de fundamental importância para criação de recursos financeiros destinados à sustentação dos sistemas híbridos de energia. Detalhes sobre esse assunto são apresentados no Capítulo 4.

3.3.2 – Perfil de Carga

Uma forma comum de representar o perfil da carga, isto é, da potência demandada pelas vilas ao longo de um dia, é através da curva de carga (gráfico onde o eixo das ordenadas tem com unidade o watt e o eixo das coordenadas as horas). Geralmente, essa curva é a representação da demanda de um dia típico da semana (segunda a domingo) ou um dia singular. Os feriados descrevem bem este último. Por exemplo, na figura 3.4, ilustram-se as curvas de cargas de dias singulares (julho – grande fluxo turístico e abril – semana santa) obtidas pela monitoração dos parâmetros elétrico (tensão e corrente) da vila de Joanes.

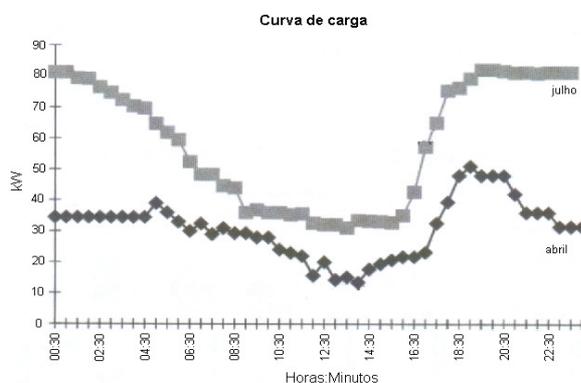
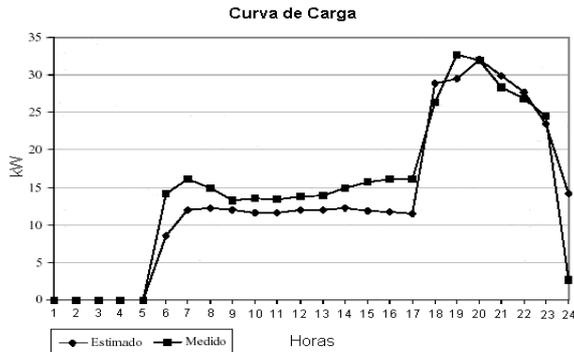
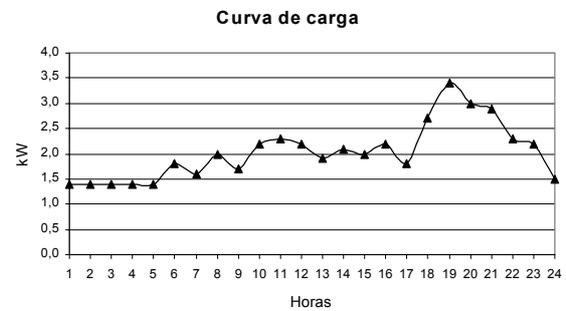


Figura 3.4 – Curva de carga da vila de Joanes. Fonte: [45].

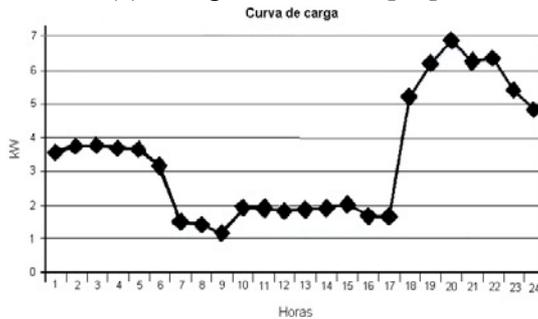
A figura 3.5 ilustra os traçados das curvas de cargas das demais vilas onde foram ou se pretende implantar sistemas de geração de eletricidade híbridos (caso da vila de Sucuriju). Essas curvas também foram obtidas por monitorações e/ou cálculos teóricos (estimativa).



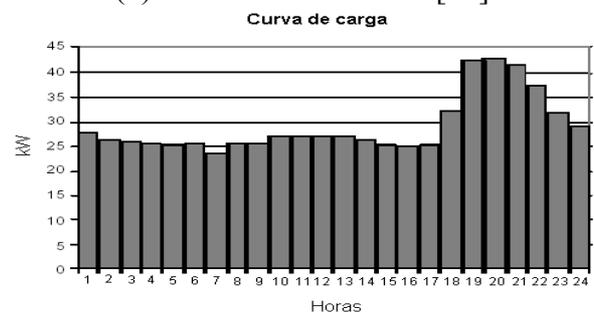
(a) Campinas. Fonte: [43].



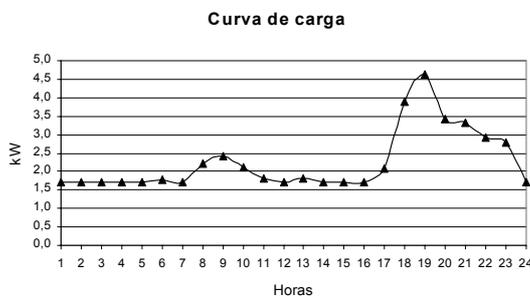
(b) Praia Grande. Fonte: [54].



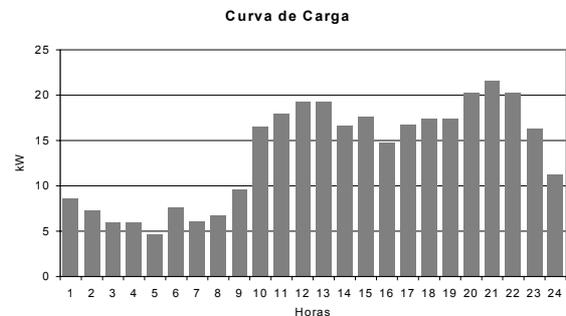
(c) Tamaruteua. Fonte: [21].



(d) Araras. Fonte: [47].



(e) São Tomé. Fonte: [56].



(f) Sucuriju. Fonte: [55].

Figura 3.5 – Curvas de carga.

Das figuras 3.4 e 3.5, observa-se que a demanda máxima sempre ocorre nas primeiras horas do anoitecer (intervalo de 18:00 às 21:00 horas, aproximadamente), decorrentes das entradas de cargas comumente usadas neste período (lâmpadas e televisores, por exemplo), enquanto que as menores demandas ocorrem no período da manhã, através da utilização de cargas eventuais, como ferro de passar, máquina de lavar, liquidificadores, etc.

Outro fator que contribui para a ocorrência de demandas pequenas no período da manhã é a saída dos usuários de suas residências em direção ao campo (atividade agrícola e de garimpo) e aos rios e lagos (atividade de pesca).

A potência demandada durante as primeiras horas do dia (madrugada) nas comunidades reflete o uso da energia elétrica para a iluminação residencial, pois, os moradores locais utilizam esse artifício para evitar pequenos furtos em suas propriedades ou ainda ataques de animais de hábitos noturnos, como morcegos (vila de São Tomé e Tamaruteua).

Salienta-se que essas curvas de cargas podem atualmente estar bastante desatualizadas em termos de amplitude, no entanto, dificilmente o seu perfil sofreu variações acentuadas.

3.4 – Estratégias de Operação

As estratégias de operação utilizadas pelos sistemas híbridos abordados neste trabalho, em linhas gerais, são semelhantes e visam, principalmente, um atendimento contínuo e de qualidade, de acordo com o padrão exigido, como também a redução do consumo de óleo combustível (diesel) e, conseqüentemente, os custos operacionais do subsistema diesel-elétrico.

A operação desses sistemas híbridos (Campinas, Praia Grande, Tamaruteua e São Tomé) resume-se ao atendimento das unidades consumidoras a priori pela energia oriunda das fontes renováveis solar e/ou eólica. No entanto, caso ocorra uma seqüência de dias nublados e/ou de calmaria, reduzindo assim o estado de carga do banco de baterias, os grupos geradores a diesel são acionados, de maneira a garantir a continuidade do serviço. As exceções a esse modo de operação são observadas nos sistemas das vilas de Joanes e Araras.

A seguir são descritas sucintamente as estratégias adotadas pelos sistemas híbridos regionais já implantados.

Estratégia do sistema híbrido de Campinas – Durante o dia o subsistema de geração fotovoltaica alimenta diretamente a carga da vila, passando a energia CC pelo inversor de tensão. Quando a geração de energia do arranjo fotovoltaico for superior à carga, este passa a carregar também o banco de baterias. À noite, ou durante um dia nublado ou chuvoso, o banco de baterias alimenta a vila até que chegue a descarregar 60% de sua capacidade, quando então é acionado o grupo gerador a diesel (a outra unidade diesel do sistema é de

backup), o qual opera até que a geração renovável se estabilize. As referências consultadas não informam claramente se o chaveamento entre as gerações é feito de forma automática ou manual.

Estratégia do sistema híbrido de Joanes – É o único dos sistemas híbridos que pode operar tanto de forma isolada quanto conectado à rede existente em Joanes e energizada pela usina termelétrica da localidade de Salvaterra (UTE-Salvaterra). Na estratégia de operação isolada, a geração proveniente do sistema híbrido fotovoltaico-eólico atende à carga da vila, aliviando assim a planta de Salvaterra, principalmente no período de demanda máxima. Quando a demanda em Joanes ultrapassa a capacidade de geração do sistema híbrido, a rede de distribuição é conectada à UTE-Salvaterra, complementando a geração renovável e recarregando o banco de baterias através do inversor rotativo bidirecional. As referências consultadas não informam se a conexão entre a rede de distribuição da vila e a UTE-Salvaterra é feita de forma automática ou manual.

Estratégia do sistema híbrido de Praia Grande – O aerogerador fornece a energia necessária à vila até que haja insuficiência ou excesso de vento, e/ou o banco de baterias esteja com carga inferior à mínima para o suprimento de energia. Com a saída da geração eólica, entra em operação a geração diesel-elétrica (apenas um grupo gerador, o outro é de *backup*), que funciona até que a geração renovável novamente seja suficiente para atender à carga da vila. O chaveamento entre a geração eólica e a diesel-elétrica é feito de forma manual por um operador (morador da vila).

Estratégia do sistema híbrido de Tamaruteua – A carga da vila é suprida diretamente pela geração de energia proveniente dos aerogeradores e/ou do arranjo fotovoltaico. O excedente de energia é armazenado em um banco de baterias para utilização em períodos de falta de geração renovável. Se esta última e/ou a energia armazenada no banco não for suficiente para atender à demanda solicitada, este subsistema é desconectado e o grupo gerador a diesel é então acionado para suprir as necessidades da comunidade. Ressalta-se que o acionamento do grupo gerador a diesel não é feito de forma automática, embora isto esteja previsto após a expansão do sistema.

Estratégia do sistema híbrido de Araras – Durante o dia a demanda elétrica solicitada pela vila é atendida diretamente tanto pelo subsistema de geração diesel-elétrica (dois grupos geradores podem operar em paralelo, o terceiro é de *backup*), quanto pela energia gerada pelo arranjo fotovoltaico (operação em paralelo). No período noturno, somente a geração diesel

elétrica alimenta a carga. Não existe sistema de armazenamento neste sistema híbrido de energia.

Estratégia do sistema híbrido de São Tomé – A carga da vila é suprida diretamente pela geração renovável oriunda dos subsistemas de geração eólica e fotovoltaica. Um banco de baterias armazena o excedente de energia para uso em períodos de falta de geração renovável. Se esta última e/ou a energia armazenada no banco não for suficiente para atender à demanda solicitada, este subsistema é desconectado e o grupo gerador a diesel é então acionado para suprir as necessidades da comunidade. Ressalta-se que o acionamento do grupo gerador a diesel não é feito de forma automática.

3.5 – Dados de Desempenho e Econômicos

Nesta seção, visando a um entendimento do desempenho dos sistemas híbridos regionais, o qual está correlacionado com os dados econômicos, é feito um estudo sobre os sistemas híbridos das vilas de São Tomé e de Praia Grande.

A análise da geração de energia dos sistemas é realizada considerando-se de maneira individual ou combinada cada tipo de geração (solar ou eólica), sendo que para estimar a geração mensal ao longo de um ano qualquer, foram determinados primeiramente os fatores de capacidade⁶ de cada subsistema de geração renovável, através da equação (3.1).

$$F.C = \left(\frac{Eg}{Pn.T} \right) \cdot 100 \quad (3.1)$$

onde:

$F.C$ - fator de capacidade (%);

Eg - energia gerada durante o período considerado (dia, mês, ano, etc.);

Pn - potência nominal do sistema de geração (kW);

T - período considerando (dia, mês, ano, etc.).

O fator de capacidade do subsistema de geração eólica de São Tomé foi calculado utilizando-se a curva de potência do aerogerador com retificador (figura 3.6, fornecida pelo fabricante) e a série histórica (37 meses) dos dados de velocidades médias (m/s) medidas a

⁶ O fator de capacidade de um determinado sistema expressa sua real capacidade de gerar energia em função da energia que esse sistema seria capaz de produzir, caso operasse em sua potência nominal durante o período de 24 horas do dia.

cada 10 minutos a 30 m de altura, pela estação meteorológica. Tal cálculo pode ser resumido em:

1. Obtenção da frequência de ocorrência das velocidades de vento durante o período analisado, neste caso mensal, com o uso dos dados de velocidades registrados pela estação;
2. Estimativa da geração eólica mensal com a utilização dos valores obtidos no item 1 e a curva de potência (com retificador) do aerogerador;
3. Obtenção dos fatores de capacidade com o emprego da equação (3.1).

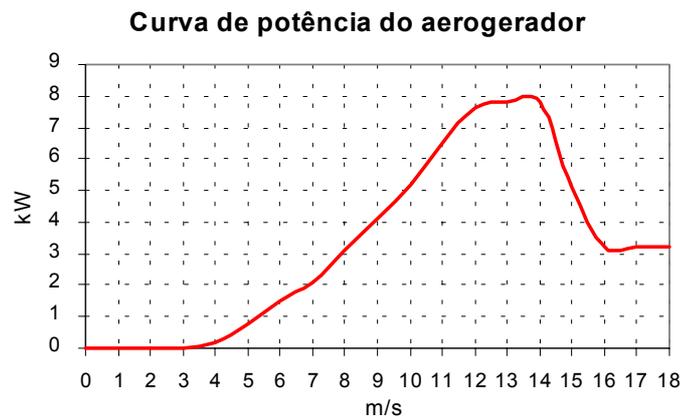


Figura 3.6 – Curva de potência do aerogerador.

De forma análoga ao cálculo do fator de capacidade eólico de São Tomé; para Praia Grande utilizou-se a curva de potência com retificador mostrado na figura 3.6, a série histórica (12 meses) dos dados de velocidades médias medidos a cada 10 minutos a 25 m de altura, e seguiu-se o mesmo procedimento de cálculo.

Como o aerogerador do sistema de Praia Grande está posicionado a uma altura de 20 m, fez-se necessário realizar a extrapolação dos valores de velocidade para esta altura. Para isso empregou-se a Lei Exponencial expressa pela equação (3.2).

$$V(z) = V_r \left(\frac{z}{z_r} \right)^\alpha \quad (3.2)$$

onde:

z - altura desejada;

z_r - altura de referência;

V_r - velocidade na altura de referência;

$V(z)$ - velocidade na altura desejada;

α - constante que depende da rugosidade do terreno (o valor utilizado foi de 0,12; o qual é indicado para terrenos razoavelmente abertos, isto é, com poucos obstáculos [57]).

O fator de capacidade anual da fonte eólica, bem como da fotovoltaica (caso São Tomé), foi obtido pela relação dada pela equação (3.3).

$$F.C_{anual} = \left(\frac{\sum Eg_{mensal}}{\sum En_{mensal}} \right) 100 \quad (3.3)$$

onde:

$F.C_{anual}$ - fator de capacidade anual (%);

Eg_{mensal} - energia gerada durante o mês;

En_{mensal} - energia nominal mensal do sistema.

O fator de capacidade fotovoltaico de São Tomé foi calculado utilizando-se as equações 3.4, 3.5 e 3.1, e a série histórica (37 meses) dos dados de irradiâncias (W/m^2) medidos a cada 10 minutos pela estação meteorológica.

$$Esi = \sum_{k=1}^N Ps_k \cdot (10/60) \quad (3.4)$$

$$Es = Esi \cdot A \cdot \eta / 1000 \quad (3.5)$$

onde:

Ps_k - potência solar incidente em $1 m^2$ (W/m^2) (irradiância);

N - número de amostras coletadas pela estação no período considerado (mês);

Esi - energia solar incidente em uma área de $1 m^2$ (Wh/m^2) (densidade de energia);

Es - energia gerada pelo arranjo fotovoltaico (kWh);

$A = 21,456$ - área útil total do arranjo (m^2);

$\eta = 0,086$ eficiência do arranjo fotovoltaico.

O valor de eficiência de 8,6% (valor médio) utilizado foi determinado com auxílio de dados reais de geração de um dia típico medidos por um osciloscópio digital (figura 3.7), da adequação da própria equação 3.5 e dos valores de irradiâncias (W/m^2) medidos nesse mesmo dia a cada 10 minutos.

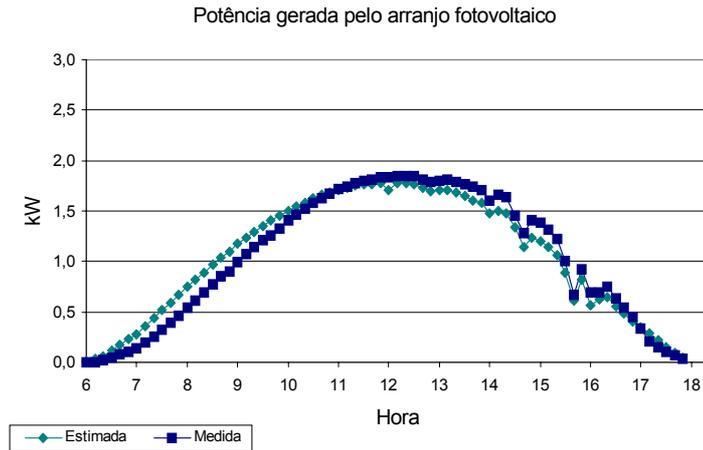


Figura 3.7 – Potência gerada pelo arranjo fotovoltaico em um dia típico.

A figura 3.7 revela que o valor médio de eficiência considerado (8,6%) representa uma boa aproximação (potência estimada) com relação à potência real.

3.5.1 – Fator de Capacidade

a. São Tomé – eólico e fotovoltaico

Os valores dos fatores de capacidade obtidos para os 37 meses monitorados, através da metodologia descrita anteriormente, são mostrados na tabela 3.3.

Tabela 3.3 – Fatores de capacidade (%) – São Tomé.

Meses	Ano 1		Ano 2		Ano 3		Ano 4		Média	
	FCe	FCfv	FCe	FCfv	FCe	FCfv	FCe	FCfv	FCe	FCfv
Jan	-	-	18,07	10,71	13,91	9,72	15,85	11,89	15,94	10,77
Fev	-	-	8,40	7,53	7,76	7,73	11,76	9,82	9,30	8,36
Mar	-	-	9,84	8,89	8,46	8,30	9,58	9,37	9,29	8,85
Abr	-	-	7,60	9,42	7,20	10,25	7,46	9,22	7,42	9,63
Mai	-	-	7,50	10,54	7,68	11,59	5,84	9,31	7,01	10,48
Jun	-	-	5,82	11,16	7,55	12,41	8,05	11,66	7,14	11,75
Jul	-	-	7,88	11,79	6,95	11,23	8,72	12,32	7,85	11,78
Ago	-	-	11,18	13,43	14,91	13,88	14,12	13,86	13,41	13,73
Set	-	-	16,83	14,09	19,60	14,56	19,70	15,10	18,71	14,58
Out	-	-	17,40	12,72	18,62	13,62	20,90	14,11	18,97	13,49
Nov	-	-	16,60	13,29	19,15	13,54	19,01	13,36	18,25	13,40
Dez	17,81	10,85	16,95	11,32	15,85	12,00	13,81	10,55	16,11	11,18
Anual	-	-	12,04	11,26	12,32	11,58	12,90	11,72	12,42	11,52

Observações: No Ano 1, somente o mês de dezembro teve seus dados meteorológicos monitorados.

FCe – Fator de Capacidade eólico e FCfv – Fator de Capacidade fotovoltaico.

A figura 3.8 mostra um comparativo entre os fatores de capacidade médios (estes valores foram os utilizados para estimar a geração renovável) entre as fontes eólica e solar.

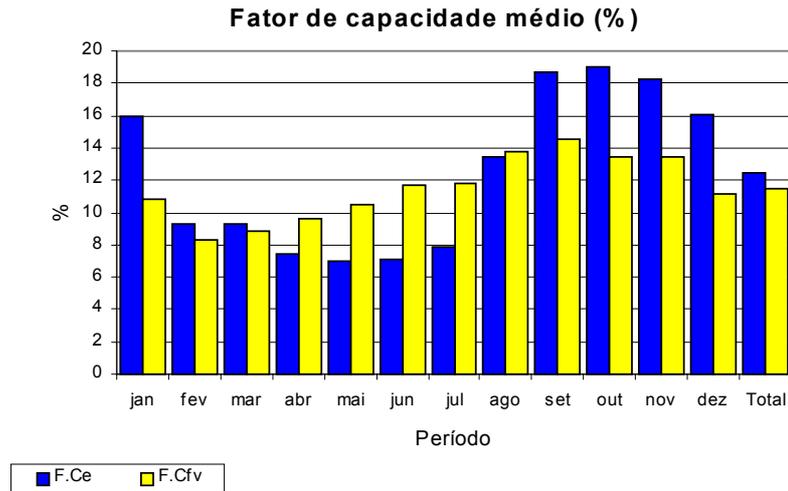


Figura 3.8 – Fatores de capacidade médios – São Tomé.

Analisando a figura 3.8, verifica-se que o fator de capacidade fotovoltaico leva vantagem sobre o eólico no final do período mais chuvoso e início do considerado pouco chuvoso, alcançando índices superiores a 50% em relação ao eólico, exemplo do mês junho (aproximadamente 65%). Nos demais meses, o fator eólico leva vantagem sobre o fotovoltaico, com mínima em março (aproximadamente 5%) e máxima em janeiro (aproximadamente 48%).

b. Praia Grande – eólico

Os valores dos fatores de capacidade eólicos obtidos através da mesma metodologia descrita anteriormente (somente geração eólica) são mostrados na tabela 3.4, e a figura 3.9 mostra o comportamento ao longo do período considerado.

Tabela 3.4 – Fatores de capacidade (%) – Praia Grande.

Meses	FCe
Jan	12,20
Fev	7,25
Mar	9,73
Abr	14,09
Mai	14,47
Jun	19,89
Jul	18,84
Ago	25,51
Set	33,30
Out	37,05
Nov	26,75
Dez	24,33
Anual	20,24

FCe – Fator de Capacidade eólico.

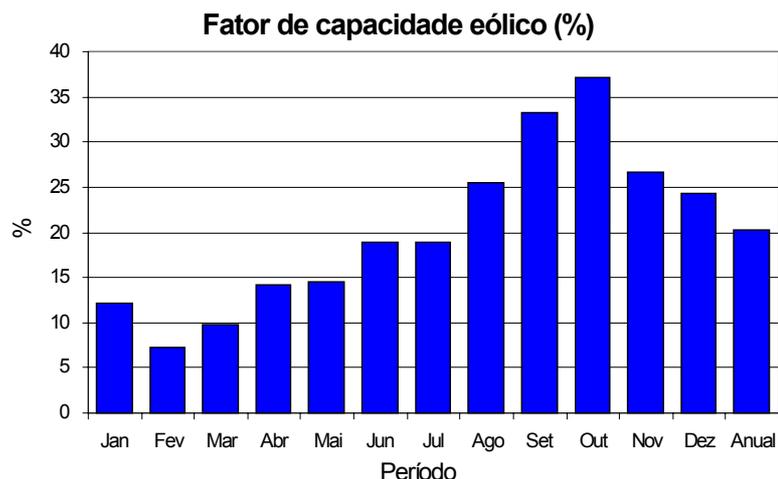


Figura 3.9 – Fatores de capacidade eólicos – Praia Grande.

3.5.2 – Estimativa e Contribuição da Geração Renovável

Para a realização deste estudo, foram considerados: os fatores de capacidade mensais calculados nas seções anteriores (São Tomé, os médios); perdas na conversão e distribuição de 10%; a estimativa de consumo diário para cargas médias de 1 a 10 kW (São Tomé) e 1 a 6 kW (Praia Grande); o atendimento de 24 horas diárias; e que não há parada para manutenção do sistema.

a. São Tomé

Os resultados obtidos para geração eólica e fotovoltaica são mostrados na tabela 3.5.

Tabela 3.5 – Geração eólica, fotovoltaica e renovável total em kWh (São Tomé).

Mês	Energia		
	Eólica	Fotovoltaica	Renovável Total
Jan	800,71	230,85	1.031,56
Fev	422,01	161,78	583,79
Mar	466,68	189,70	656,38
Abr	360,57	199,68	560,25
Mai	351,89	224,54	576,43
Jun	346,91	243,55	590,46
Jul	394,16	252,35	646,51
Ago	673,23	294,09	967,32
Set	909,42	302,39	1.211,81
Out	952,73	288,98	1.241,71
Nov	887,15	277,80	1.164,95
Dez	809,19	239,54	1.048,73
Total	7.374,61	2.905,25	10.279,86

A figura 3.10 mostra o comportamento da geração de cada fonte durante o período de um ano.

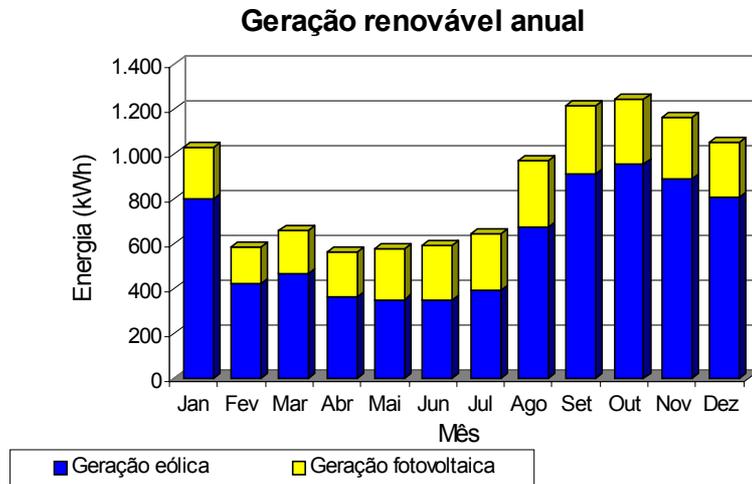


Figura 3.10 – Comportamento da geração de cada fonte renovável (São Tomé).

As tabelas 3.6 e 3.7 apresentam o percentual de contribuição das gerações renováveis, considerando-se os valores de cargas médias de 1 a 10 kW. A figura 3.11 mostra a contribuição anual renovável.

Tabela 3.6 – Contribuição da geração eólica (%) – São Tomé.

Meses	Carga média (kW)									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Jan	107,62	53,81	35,87	26,91	21,52	17,94	15,37	13,45	11,96	10,76
Fev	62,80	31,40	20,93	15,70	12,56	10,47	8,97	7,85	6,98	6,28
Mar	62,73	31,36	20,91	15,68	12,55	10,45	8,96	7,84	6,97	6,27
Abr	50,08	25,04	16,69	12,52	10,02	8,35	7,15	6,26	5,56	5,01
Mai	47,30	23,65	15,77	11,82	9,46	7,88	6,76	5,91	5,26	4,73
Jun	48,18	24,09	16,06	12,05	9,64	8,03	6,88	6,02	5,35	4,82
Jul	52,98	26,49	17,66	13,24	10,60	8,83	7,57	6,62	5,89	5,30
Ago	90,49	45,24	30,16	22,62	18,10	15,08	12,93	11,31	10,05	9,05
Set	126,31	63,15	42,10	31,58	25,26	21,05	18,04	15,79	14,03	12,63
Out	128,06	64,03	42,69	32,01	25,81	21,34	18,29	16,01	14,23	12,81
Nov	123,22	61,61	41,07	30,80	24,64	20,54	17,60	15,40	13,69	12,32
Dez	108,76	54,38	36,25	27,19	21,75	18,13	15,54	13,60	12,08	10,88
Anual	84,19	42,09	28,06	21,05	16,84	14,03	12,03	10,52	9,35	8,42

Tabela 3.7 – Contribuição da geração fotovoltaica (%) – São Tomé.

Meses	Carga média (kW)									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Jan	31,03	15,51	10,34	7,76	6,21	5,17	4,43	3,88	3,45	3,10
Fev	24,07	12,04	8,02	6,02	4,81	4,01	3,44	3,01	2,67	2,41
Mar	25,50	12,75	8,50	6,37	5,10	4,25	3,64	3,19	2,83	2,55
Abr	27,73	13,87	9,24	6,93	5,55	4,62	3,98	3,47	3,08	2,77
Mai	30,18	15,09	10,06	7,55	6,04	5,03	4,31	3,77	3,35	3,02
Jun	33,83	16,91	11,28	8,46	6,77	5,64	4,83	4,23	3,76	3,38
Jul	33,92	16,96	11,31	8,48	6,78	5,65	4,85	4,24	3,77	3,39
Ago	39,53	19,76	13,18	9,88	7,91	6,59	5,65	4,94	4,39	3,95
Set	42,00	21,00	14,00	10,50	8,40	7,00	6,00	5,25	4,67	4,20
Out	38,34	19,42	12,95	9,71	7,77	6,47	5,55	4,86	4,32	3,88
Nov	38,58	19,29	12,86	9,65	7,72	6,43	5,51	4,82	4,29	3,86
Dez	32,20	16,10	10,73	8,05	6,44	5,37	4,60	4,02	3,58	3,22
Anual	33,16	16,58	11,05	8,29	6,63	5,53	4,74	4,15	3,68	3,32

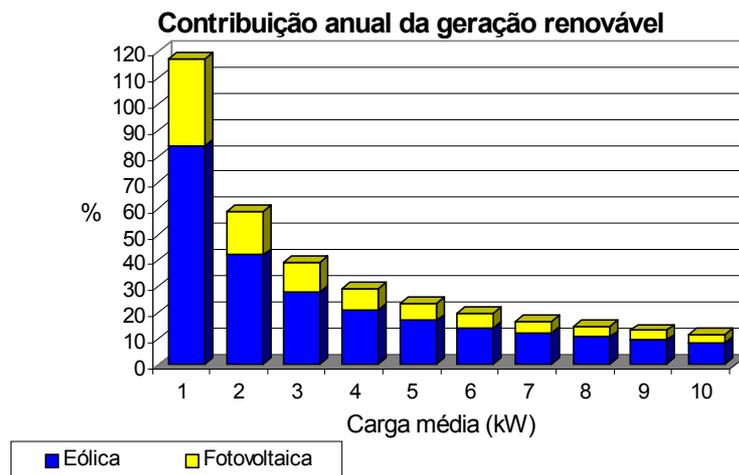


Figura 3.11 – Contribuição anual da geração renovável (São Tomé).

Observando as tabelas 3.6 a 3.7, verifica-se que os meses mais críticos são referentes ao período mais chuvoso da região, os quais são agravados com o incremento da carga.

Numa comparação entre consumo e geração anual nas diversas situações de demanda (figura 3.11), percebe-se que, sem a presença do grupo gerador a diesel para garantir o fornecimento de energia à vila, a continuidade e a confiabilidade do sistema híbrido se reduziriam significativamente.

Somente para uma carga média de 1 kW, observa-se que a energia anual gerada não só supre a demanda, como também há um excesso de energia. Para tal situação de demanda, esse excesso pode e deve ser destinado a atender atividades de produção, bem como bombeamento d'água. Nos demais valores de cargas, a contribuição da geração renovável cai

acentuadamente. Esse fato sinalizou para o desenvolvimento de um projeto de expansão (Capítulo 2), que, após implementado, alcançará o seguinte desempenho (figuras 3.12 e 3.13).

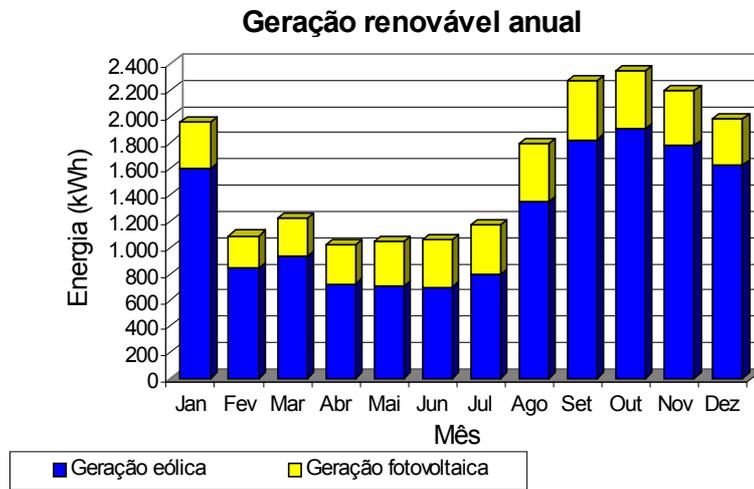


Figura 3.12 – Comportamento da geração de cada fonte renovável (São Tomé – expansão).

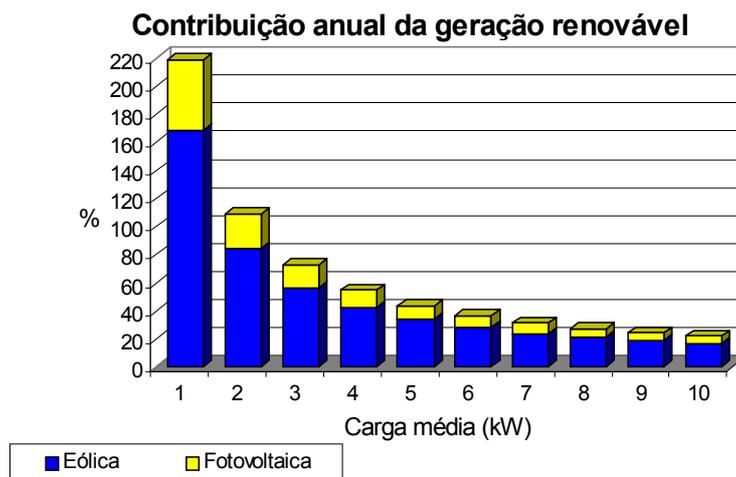


Figura 3.13 – Contribuição anual da geração renovável (São Tomé – expansão).

b. Praia Grande

Os resultados obtidos para geração renovável (eólica) são mostrados na tabela 3.8, e a figura 3.14 mostra o comportamento da mesma ao longo do ano.

Tabela 3.8 – Geração renovável em kWh (Praia Grande).

Mês	Energia
Jan	612,92
Fev	329,06
Mar	488,60
Abr	684,95
Mai	726,75
Jun	917,85
Jul	946,04
Ago	1.280,87
Set	1.618,20
Out	1.860,90
Nov	1.300,02
Dez	1.221,95
Total	11.988,08

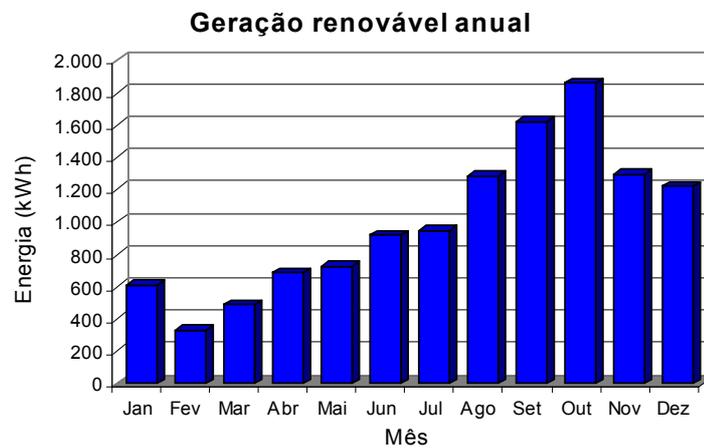


Figura 3.14 – Comportamento da geração renovável (Praia Grande).

A tabela 3.9 apresenta o percentual de contribuição da geração renovável, dados os valores de cargas.

Tabela 3.9 – Contribuição da geração renovável (%) – Praia Grande.

Meses	Carga média (kW)					
	1	2	3	4	5	6
Jan	82,38	41,19	27,46	20,60	16,48	13,73
Fev	48,97	24,48	16,32	12,24	9,79	8,16
Mar	65,67	32,84	21,89	16,42	13,13	10,95
Abr	95,13	47,57	31,71	23,78	19,03	15,86
Mai	97,68	48,84	32,56	24,42	19,54	16,28
Jun	127,48	63,74	42,49	31,87	25,50	21,25
Jul	127,16	63,58	42,39	31,79	25,43	21,19
Ago	172,16	86,08	57,39	43,04	34,43	28,69
Set	224,75	112,38	74,92	56,19	44,95	37,46
Out	250,12	125,06	83,87	62,53	50,02	41,69
Nov	180,56	90,28	60,19	45,14	36,11	30,09
Dez	164,24	82,12	54,75	41,06	32,85	27,37
Anual	136,85	68,43	45,62	34,21	27,37	22,81

A figura 3.15 dá destaque à contribuição anual da geração renovável.

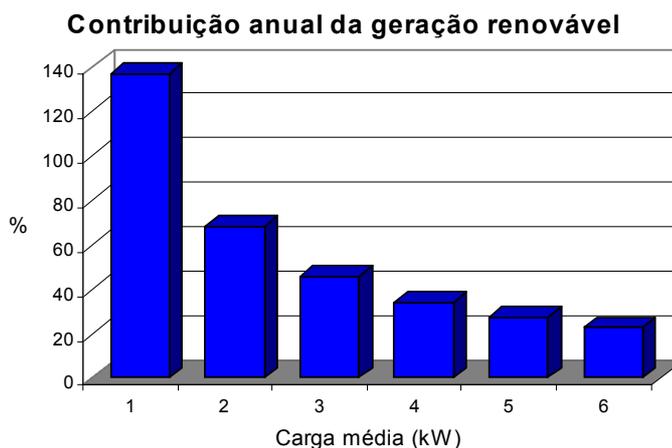


Figura 3.15 – Contribuição anual da geração renovável (Praia Grande).

Da tabela 3.9, como esperado, verifica-se que os meses mais críticos são referentes ao período mais chuvoso da região (fevereiro e março), o que é também agravado com o aumento crescente da carga média. Por outro lado, em certos meses da estação seca (setembro e outubro) há um excesso acentuado de energia para as pequenas cargas médias, dada a boa potencialidade eólica do local.

Numa análise anual (figura 3.15), constata-se a real necessidade da presença do grupo gerador a diesel, para garantir a continuidade do fornecimento de energia à vila.

3.5.3 – Consumo de Óleo Diesel

Como já mencionado, nos períodos em que a geração renovável não é suficiente para atender à demanda das vilas, entra em funcionamento o grupo ou grupos geradores a diesel, como um sistema gerador de *backup*. Por conseguinte, uma análise sobre o consumo de diesel faz-se necessária.

Para tanto, foram traçadas as curvas de consumo de combustível (figura 3.16) das unidades geradoras a diesel das vilas de São Tomé e Praia Grande, através da aproximação linear (consumo de diesel x potência gerada) dada pela equação (3.6), sugerida por Skarstein e Uhlen [22].

$$F(d) = 0,08415P_n + 0,246P_d \quad (3.6)$$

onde:

$F(d)$ - consumo de combustível (L/h);

P_n - potência nominal do gerador (16 kW, São Tomé e 6 kW, Praia Grande);

P_d - potência fornecida pelo gerador em um instante qualquer (valores de 0 a 16 kW, São Tomé e de 0 a 6 kW, Praia Grande).

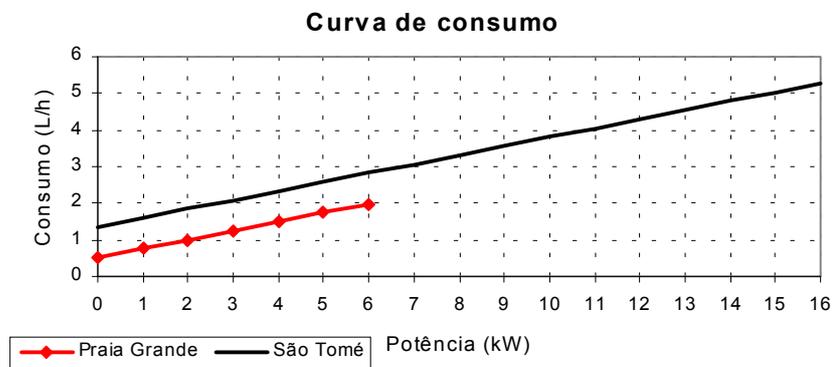


Figura 3.16 – Curva de consumo de combustível.

A tabela 3.10 mostra os valores de consumo (L/h) de óleo diesel para as cargas médias consideradas.

Tabela 3.10 – Consumo de óleo diesel.

Carga média (kW)	Consumo (L/h)	
	São Tomé	Praia Grande
1	1,59	0,75
2	1,84	1,00
3	2,08	1,24
4	2,33	1,49
5	2,58	1,73
6	2,82	1,98
7	3,07	
8	3,31	
9	3,56	
10	3,81	

Para uma avaliação econômica do consumo de óleo diesel (atendimento de 24 horas), consideraram-se as seguintes informações de custo do litro do óleo diesel no local: São Tomé - custo 2,00 R\$/L; Praia Grande - custo 2,20 R\$/L (custos médios atuais praticados [54]).

a. São Tomé

As estimativas do consumo e gasto anual de óleo, considerando-se somente a geração diesel-elétrica (24 h/dia) e esta apenas complementando a geração renovável, são apresentadas na tabela 3.11, que ainda mostra o número aproximado de horas diárias de operação do grupo gerador e a economia de diesel, ambos proporcionados pela geração renovável.

Tabela 3.11 – Estimativa de consumo anual de óleo e gasto (São Tomé).

Carga média (kW)	Somente geração diesel-elétrica (24 h/dia)		Com geração renovável				
	Consumo (L)	Gasto (R\$)	Consumo (L)	Gasto (R\$)	Operação do grupo diesel (h/dia*)	Economia (L)	Economia (R\$)
1	13.928,40	27.856,80	0	0	0	13.928,40	27.856,80
2	16.118,40	32.236,80	6.660,92	13.321,85	10	9.457,48	18.914,95
3	18.220,80	36.441,60	11.093,43	22.186,85	15	7.127,37	14.254,75
4	20.410,80	40.821,60	14.422,78	28.845,56	17	5.988,02	11.976,04
5	22.600,80	45.201,60	17.296,39	34.592,78	18	5.304,41	10.608,82
6	24.703,20	49.406,40	19.871,66	39.743,33	20	4.831,54	9.663,07
7	26.893,20	53.786,40	22.384,74	44.769,49	20	4.508,46	9.016,91
8	28.995,60	57.991,20	24.742,31	49.484,61	21	4.253,29	8.506,59
9	31.185,60	62.371,20	27.119,34	54.238,68	21	4.066,26	8.132,52
10	33.375,60	66.751,20	29.458,97	58.917,94	21	3.916,63	7.833,26

* Valores h/dia aproximados.

Analisando a tabela 3.11, verifica-se que em todos os valores de carga média, com exceção da igual a 1 kW (carga média registrada logo após a instalação do sistema), há necessidade da utilização do grupo gerador a diesel para garantir a continuidade do serviço. Por exemplo, na faixa de carga de 4 a 5 kW, onde está compreendida a atual demanda média da vila, o tempo de uso do grupo gerador varia entre 17 e 18 horas diárias, o que representa uma economia anual média de cerca de 5.600 L (R\$ 11.200,00).

A figura 3.17 mostra a economia anual em termos monetários (R\$), considerando-se R\$ 2,00 o litro do óleo diesel.

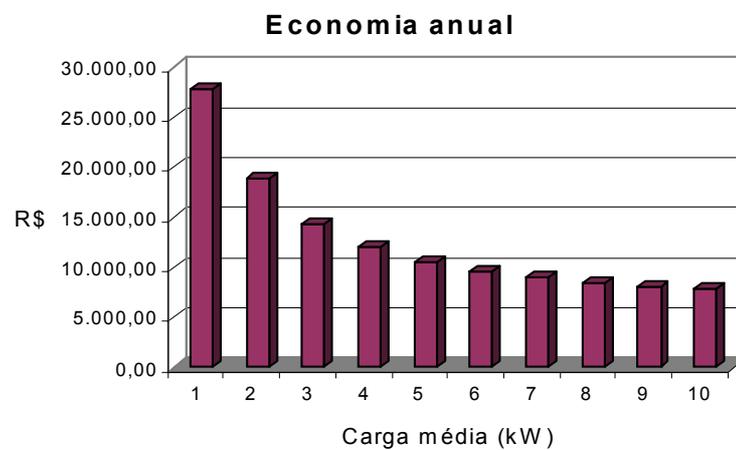


Figura 3.17 – Economia anual de óleo diesel, em R\$ (São Tomé).

A tabela 3.12 mostra a estimativa do consumo e do gasto anual de óleo, considerando a expansão prevista para o sistema.

Tabela 3.12 – Estimativa de consumo anual de óleo e gasto (São Tomé, expansão).

Carga média (kW)	Somente geração diesel-elétrica (24 h/dia)		Com geração renovável				
	Consumo (L)	Gasto (R\$)	Consumo (L)	Gasto (R\$)	Operação do grupo diesel (h/dia*)	Economia (L)	Economia (R\$)
1	13.928,40	27.856,80	0	0	0	13.928,40	27.856,80
2	16.118,40	32.236,80	0	0	0	16.118,40	32.236,80
3	18.220,80	36.441,60	4.973,21	9.946,41	7	13.247,59	26.495,19
4	20.410,80	40.821,60	9.280,91	18.561,82	11	11.129,89	22.259,78
5	22.600,80	45.201,60	12.741,53	25.483,07	14	9.859,27	19.718,53
6	24.703,20	49.406,40	15.722,86	31.445,72	15	8.980,34	17.960,68
7	26.893,20	53.786,40	18.513,37	37.026,74	17	8.379,83	16.759,66
8	28.995,60	57.991,20	21.080,04	42.180,07	18	7.905,56	15.811,13
9	31.185,60	62.371,20	23.627,68	47.255,36	18	7.557,92	15.115,84
10	33.375,60	66.751,20	26.095,79	52.191,59	19	7.279,81	14.559,61

* Valores h/dia aproximados.

Para a mesma faixa analisada anteriormente, com a nova capacidade de geração, o tempo de uso do grupo gerador cairia para 15 horas diárias (média), o que representa uma economia anual média de cerca de 9.400 L (R\$ 18.800,00). A figura 3.18 mostra a economia anual em termos monetários (R\$) para cada carga média.

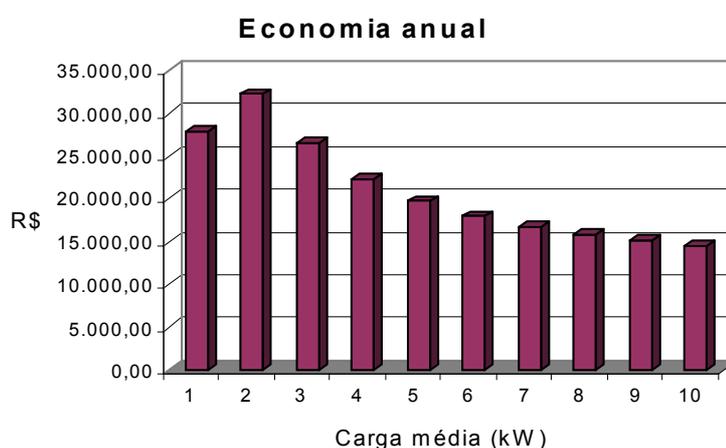


Figura 3.18 – Economia anual de óleo diesel, em R\$ (São Tomé, expansão).

b. Praia Grande

A estimativa do consumo e do gasto anual de óleo, somente com a geração diesel-elétrica e com o uso da geração renovável, é apresentada na tabela 3.13, que, de forma igual

às tabelas 3.11 e 3.12, mostra as horas diárias de operação do grupo gerador e a economia de diesel, proporcionadas pela geração renovável.

Tabela 3.13 – Estimativa de consumo anual de óleo e gasto (Praia Grande).

Carga média (kW)	Somente geração diesel-elétrica (24 h/dia)		Com geração renovável				
	Consumo (L)	Gasto (R\$)	Consumo (L)	Gasto (R\$)	Operação do grupo diesel (h/dia*)	Economia (L)	Economia (R\$)
1	6.570,00	14.454,00	0	0	0	6.570,00	14.454,00
2	8.760,00	19.272,00	2.765,96	6.085,11	8	5.994,04	13.186,89
3	10.862,40	23.897,28	5.907,33	12.996,12	13	4.955,07	10.901,16
4	13.052,40	28.715,28	8.586,84	18.891,05	16	4.465,56	9.824,23
5	15.154,80	33.340,56	11.006,92	24.215,23	17	4.147,88	9.125,33
6	17.344,80	38.158,56	13.388,73	29.455,21	19	3.956,07	8.703,35

* Valores h/dia aproximados.

Para a demanda média de 3 kW, percebe-se que a boa contribuição anual da geração renovável faz com que o uso diário do grupo gerador a diesel alcance apenas 55% do tempo (aproximadamente). Isso representa uma economia anual de cerca de 4.950 L (R\$ 10.890,00; para o preço médio atual do diesel cobrado e considerando o sistema híbrido funcionando – detalhes sobre o estado do sistema são apresentados na Seção 3.8).

A figura 3.19 mostra a economia anual em termos monetários (R\$), considerando-se R\$ 2,20 o litro do óleo diesel.

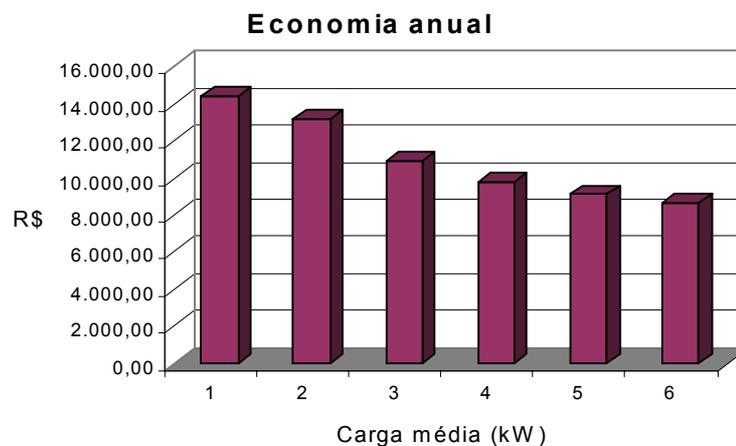


Figura 3.19 – Economia anual de óleo diesel, em R\$ (Praia Grande).

3.5.4 – Balanço Econômico

Para realizar o balanço econômico anual dos sistemas híbridos aqui estudados, foi necessário considerar os seguintes parâmetros, mostrados na tabela 3.14.

Tabela 3.14 – Parâmetros para o balanço dos sistemas.

Sistemas híbridos	Considerações
São Tomé	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Custo da energia: 0,40 R\$/kWh. ▪ 15% do valor total da receita é destinado ao pagamento dos operadores, compra de óleo lubrificante, entre outros. Essas despesas serão denominadas de “despesas adicionais”.
Praia Grande	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Taxa média cobrada por unidade consumidora: 10,00 R\$/mês (total da vila: 220,00 R\$/mês). ▪ 15% do valor total da receita é destinado ao pagamento dos operadores, compra de óleo lubrificante, entre outros. Essas despesas serão denominadas de “despesas adicionais”.

Fonte: [54].

O balanço também apresenta a situação em que o custo do óleo diesel total para os sistemas fosse rateado pela CCC, ficando esse custo, portanto, reduzido a apenas 26% do valor real.

a. São Tomé

As tabelas 3.15 e 3.16 mostram o balanço econômico anual do sistema da vila de São Tomé para a capacidade atual instalada e expansão prevista, respectivamente.

Tabela 3.15 – Balanço econômico anual em R\$ da vila de São Tomé.

Carga média (kW)	Receita	Despesas adicionais	Sem CCC				Com CCC			
			Despesa com óleo		Balanço		Despesa com óleo		Balanço	
			A	B	A	B	A	B	A	B
1	3.504,00	525,60	27.856,80	0,00	-24.878,40	2.978,40	7.242,77	0,00	-4.264,37	2.978,40
2	7.008,00	1.051,20	32.236,80	13.321,85	-26.280,00	-7.365,05	8.381,57	3.463,68	-2.424,77	2.493,12
3	10.512,00	1.576,80	36.441,60	22.186,85	-27.506,40	-13.251,65	9.474,82	5.768,58	-539,62	3.166,62
4	14.016,00	2.102,40	40.821,60	28.845,56	-28.908,00	-16.931,96	10.613,62	7.499,84	1.299,98	4.413,76
5	17.520,00	2.628,00	45.201,60	34.592,78	-30.309,60	-19.700,78	11.752,42	8.994,12	3.139,58	5.897,88
6	21.024,00	3.153,60	49.406,40	39.743,33	-31.536,00	-21.872,93	12.845,66	10.333,26	5.024,74	7.537,14
7	24.528,00	3.679,20	53.786,40	44.769,49	-32.937,60	-23.920,69	13.984,46	11.640,07	6.864,34	9.208,73
8	28.032,00	4.204,80	57.991,20	49.484,61	-34.164,00	-25.657,41	15.077,71	12.866,00	8.749,49	10.961,20
9	31.536,00	4.730,40	62.371,20	54.238,68	-35.565,60	-27.433,08	16.216,51	14.102,06	10.589,09	12.703,54
10	35.040,00	5.256,00	66.751,20	58.917,94	-36.967,20	-29.133,94	17.355,31	15.318,67	12.428,69	14.465,33

Observações: A – somente diesel e B – com geração renovável.
O sinal negativo significa déficit.

Tabela 3.16 – Balanço econômico anual em R\$ da vila de São Tomé (expansão).

Carga média (kW)	Receita	Despesas adicionais	Sem CCC				Com CCC			
			Despesa com óleo		Balanço		Despesa com óleo		Balanço	
			A	B	A	B	A	B	A	B
1	3.504,00	525,60	27.856,80	0,00	-24.878,40	2.978,40	7.242,77	0,00	-4.264,37	2.978,40
2	7.008,00	1.051,20	32.236,80	0,00	-26.280,00	5.956,80	8.381,57	0,00	-2.424,77	5.956,80
3	10.512,00	1.576,80	36.441,60	9.946,41	-27.506,40	-1.011,21	9.474,82	2.586,07	-539,62	6.349,13
4	14.016,00	2.102,40	40.821,60	18.561,82	-28.908,00	-6.648,22	10.613,62	4.826,07	1.299,98	7.087,53
5	17.520,00	2.628,00	45.201,60	25.483,07	-30.309,60	-10.591,07	11.752,42	6.625,60	3.139,58	8.266,40
6	21.024,00	3.153,60	49.406,40	31.445,72	-31.536,00	-13.575,32	12.485,66	8.175,89	5.024,74	9.694,51
7	24.528,00	3.679,20	53.786,40	37.026,74	-32.937,60	-16.177,94	13.984,46	9.626,95	6.864,34	11.221,85
8	28.032,00	4.204,80	57.991,20	42.180,07	-34.164,00	-18.352,87	15.077,71	10.966,82	8.749,49	12.860,38
9	31.536,00	4.730,40	62.371,20	47.255,36	-35.565,60	-20.449,76	16.216,51	12.286,39	10.589,09	14.519,21
10	35.040,00	5.256,00	66.751,20	52.191,59	-36.967,20	-22.407,59	17.355,31	13.569,81	12.428,69	16.214,19

Observações: A – somente diesel e B – com geração renovável.
O sinal negativo significa déficit.

Como esperado (tabela 3.15), na situação do atendimento somente com a geração diesel-elétrica há elevadas quantias de déficits, que mostram o quanto são elevados os custos de operação e manutenção dos sistemas que utilizam essa fonte.

Com a geração renovável, as mesmas quantias são reduzidas. No entanto, para a faixa de carga média atual da vila (4 a 5 kW) os valores ainda são bem significativos, levando o sistema à adoção de uma estratégia de operação que vise a reduzir o número de horas do funcionamento da geração diesel-elétrica e, conseqüentemente, do serviço.

Considerando que o sistema elétrico seja responsável por apenas 26% da conta do óleo, em virtude da CCC, e que o mesmo opere somente com a geração diesel-elétrica, há déficit somente para as demandas médias solicitadas de 1 a 3 kW. Nas demais demandas, o superávit se destaca. Essa situação de balanço ocorre também em todos os valores de cargas com a contribuição da geração renovável, podendo as quantias serem destinadas a um fundo que vise à substituição de equipamentos (por exemplo, término da vida útil de grupos geradores, baterias, etc.), o aumento do número de unidades de geração (módulos fotovoltaicos, aerogeradores, etc.), ou até mesmo ser empregado em uma atividade socioeconômica, visando trazer benefícios à coletividade local.

Na tabela 3.16 pode ser observado que, com o aumento da capacidade de geração, as quantias de déficit e superávit sofrem, respectivamente, redução e elevação bastante significativas, no que são incrementadas quando é considerada a CCC.

b. Praia Grande

A tabela 3.17 mostra o balanço econômico anual do sistema da vila de Praia Grande.

Tabela 3.17 – Balanço econômico anual em R\$ da vila de Praia Grande.

Carga média (kW)	Receita	Despesas adicionais	Sem CCC				Com CCC			
			Despesa com óleo		Balanço		Despesa com óleo		Balanço	
			A	B	A	B	A	B	A	B
1	2.640,00	396,00	14.454,00	0,00	-12.210,00	2.244,00	3.758,04	0,00	-1.514,04	2.244,00
2	2.640,00	396,00	19.272,00	6.085,11	-17.028,00	-3.841,11	5.010,72	1.582,13	-2.766,72	661,87
3	2.640,00	396,00	23.897,28	12.996,12	-21.653,28	-10.752,12	6.213,29	3.378,99	-3.969,29	-1.134,99
4	2.640,00	396,00	28.715,28	18.891,05	-26.471,28	-16.647,05	7.465,97	4.911,67	-5.221,97	-2.667,67
5	2.640,00	396,00	33.340,56	24.215,23	-31.096,56	-21.971,23	8.668,55	6.295,96	-6.424,55	-4.051,96
6	2.640,00	396,00	38.158,56	29.455,21	-35.914,56	-27.211,21	9.921,23	7.658,36	-7.677,23	-5.414,36

Observações: A – somente diesel e B – com geração renovável.

O sinal negativo significa déficit.

Analogamente à situação do atendimento somente com a geração diesel-elétrica da vila de São Tomé, elevadas quantias de déficits também se fazem presentes neste sistema (tabela 3.17).

Com o advento da geração renovável (bom potencial) as mesmas quantias são reduzidas. Essa redução não é mais significativa devido ao fato de não se tarifar (R\$/kWh) efetivamente o real consumo da vila. Para exemplificar essa situação, considerando-se a aplicação da tarifa de 0,40 R\$/kWh e a carga média de 3 kW, o balanço econômico anual apresenta a quantia de déficit de apenas R\$ 4.060,92 (redução de cerca de 73% em relação ao déficit – R\$ 14.962,08 – para o atendimento somente com a fonte não renovável).

Considerando agora o auxílio da CCC, tanto a operação somente diesel-elétrica quanto a geração renovável têm suas quantias de déficits bastante reduzidas.

3.5.5 – Custo da Geração

Para se determinar os custos do kWh gerado pelos sistemas híbridos para os valores de cargas médias, foram empregadas as equações 3.7 a 3.10 [58].

$$CE = \frac{CCVa}{Ec} \quad (3.7)$$

onde:

CE - custo da energia elétrica (R\$/kWh);

$CCVa$ - custo do ciclo de vida anualizado do sistema (R\$);

Ec - energia elétrica consumida (kWh).

$$CCVa = [(CI + CRp).FRC(i, n)] + CO + CM + CF \quad (3.8)$$

onde:

CI - custo do investimento em R\$ (custo do sistema de geração);

CRp - custos de reposições dos componentes trazidos a valor presente (R\$);

$FRC(i, n)$ - fator de recuperação de capital;

CO - custo do óleo diesel (R\$);

CM - custos de manutenção dos componentes do sistema (R\$);

CF - custos fixos (R\$).

$$FRC(i, n) = \frac{i.(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \quad (3.9)$$

onde:

i - taxa de juros;

n - período de análise (anos).

$$CRp = \sum_{j=1}^k \left(\sum_{m=1}^{R_j} \frac{CI_j}{(1+i)^{mT_j}} \right) \quad (3.10)$$

onde:

k - número de componentes do sistema;

R_j - número de reposições do componente j durante o período de análise;

CI_j - custo do componente j ;

T_j - vida útil do componente j (anos).

a. São Tomé

A tabela 3.18 mostra a composição e a distribuição percentual dos custos do sistema híbrido fotovoltaico-eólico-diesel da vila de São Tomé.

Tabela 3.18 – Custo do sistema híbrido da vila de São Tomé.

Descrição	Custo (R\$)	%
I - Subsistema de geração renovável Aerogerador Módulos solares fotovoltaicos Inversor Banco de baterias	134.132,57	49,50
II - Subsistema de geração diesel-elétrica	11.940,00	4,41
III - Materiais elétricos e construção	17.352,50	6,40
IV - Serviços	88.011,63	32,48
V - Acessórios	19.533,50	7,21
Total	270.970,20	100

Observação: O custo da mini-rede de distribuição elétrica está distribuído nos custos III a V.

Fonte: [54].

Observando a tabela 3.18, constata-se que o maior dispêndio para implantação do sistema corresponde à aquisição dos equipamentos que compõem o subsistema de geração renovável (aproximadamente 50%). Em comparação com o do subsistema de geração diesel-elétrica (grupo gerador a diesel), o mesmo chega a ser cerca de 10 vezes superior. Essa discrepância entre os custos envolvidos na geração renovável e diesel-elétrica (não renovável) é em virtude dos altos custos que ainda se aplicam à tecnologia dos “geradores renováveis”.

Com relação aos cálculos, foram considerados valores de custos fixos⁷ iguais a 1% do custo do investimento do sistema [44], e custos de manutenção⁸ dos subsistemas de geração fotovoltaica, eólica e diesel-elétrica, como sendo [27,58]: 1% do custo de aquisição apenas dos módulos fotovoltaicos; 2% do custo de aquisição apenas do aerogerador; e 0,10 US\$/kWh (0,22 R\$/kWh, considerando a cotação do dólar do dia 10/04/2006 – R\$ 2,157) referente à energia (kWh) fornecida pelo grupo gerador a diesel. As taxas anuais de juros⁹ consideradas foram 10 e 15% e os custos anuais de óleo diesel são os apresentados na tabela 3.15 (sem e com CCC).

O horizonte de planejamento selecionado foi de 20 anos. Logo, têm-se 4 reposições do banco de baterias (vida útil estimada de 4 anos), 1 reposição do inversor de tensão (vida útil estimada de 10 anos), e 1 reposição do grupo gerador a diesel (vida útil estimada de 10 anos). Outras informações inerentes ao cálculo do custo da energia elétrica são os custos dos principais equipamentos do sistema: grupo gerador a diesel – R\$ 11.940,00; módulos fotovoltaicos – R\$ 36.433,99; aerogerador – R\$ 52.875,97; inversor de tensão – R\$ 32.662,61; e banco de baterias – R\$ 10.520,00.

Os resultados obtidos do custo do kWh (figura 3.20) revelam elevadas importâncias, as quais são incrementadas com o aumento do valor da taxa de juros.

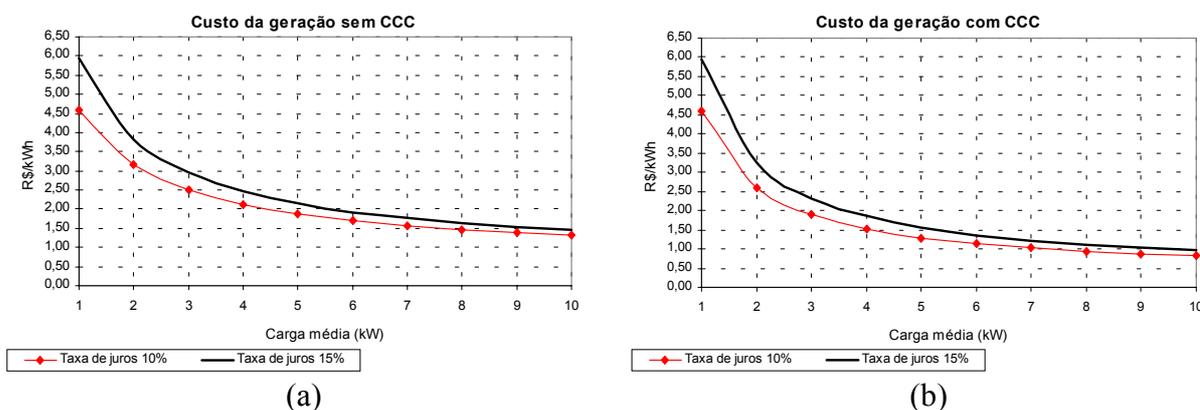


Figura 3.20 – Custo da geração do sistema híbrido: (a) sem CCC e (b) com CCC (São Tomé).

Fazendo uma comparação entre a tarifa de 0,40 R\$/kWh (atualmente praticada na vila) e a média (2,31 R\$/kWh) do custo de geração na faixa de 4 e 5 kW, taxa de juros de 15%, ocorre um déficit no custo da geração de 1,91 R\$/kWh, na operação de 24 horas diárias, o que

⁷ Despesas com salários e encargos sociais.

⁸ Despesas com reparos, troca de peças defeituosas e manutenção preventiva.

⁹ Refere-se quanto se deixa de ganhar em aplicações financeiras se o mesmo capital fosse nelas aplicado.

representa anualmente um déficit médio em torno de R\$ 75.290,00. Adotando a CCC, o custo médio da geração ficaria aproximadamente 1,71 R\$/kWh. Esse valor ainda representa um déficit de R\$ 1,31 no custo do kWh gerado pelo sistema.

A figura 3.21 mostra o custo da geração para o caso do atendimento através da geração diesel-elétrica somente. Para tal caso, foram considerados os seguintes parâmetros: custo de investimento de cerca de R\$ 51.685,00 (II + 60% de III + 30% de IV + 15% de V – tabela 3.18); custos fixos de cerca de 2% [44]; custo de manutenção de 0,22 R\$/kWh; os custos de óleo apresentados na tabela 3.15; taxas de juros de 10 e 15%; horizonte de planejamento de 20 anos.

O custo do grupo gerador, sua vida útil e o número de reposições durante o período de análise (20 anos) são os mesmos utilizados para o sistema híbrido estudado anteriormente. É importante dizer que devido à operação de 24 h/dia do grupo gerador, o mesmo provavelmente terá uma vida útil menor em relação a sua utilização no sistema híbrido. Isto é válido também para o caso de Praia Grande.

Analisando-se os valores obtidos (figura 3.21 (a)), percebe-se que os custos da geração do sistema diesel-elétrico são inferiores aos do sistema híbrido. Essa vantagem que o sistema diesel-elétrico leva sobre o híbrido em questão, do ponto de vista econômico, é devida ao custo inicial elevado deste último, e ao pequeno potencial renovável, principalmente da fonte eólica, o qual pode ser visualizado pelo pequeno valor médio do seu fator de capacidade anual (12,42%).

Com o subsídio da CCC (figura 3.21 (b)) a vantagem do sistema diesel-elétrico é incrementada. Por exemplo, considerando-se a tarifa, a taxa, e a faixa de carga média avaliadas para o sistema híbrido com o referido subsídio, o valor de déficit seria de apenas 0,36 R\$/kWh.

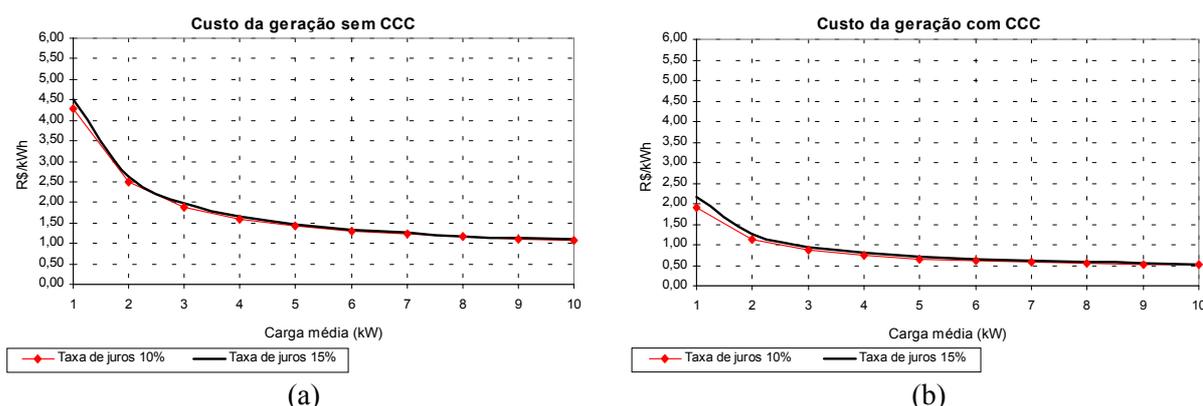


Figura 3.21 – Custo da geração do sistema diesel: (a) sem CCC e (b) com CCC (São Tomé).

b. Praia Grande

A tabela 3.19 mostra a composição e a distribuição percentual dos custos do sistema híbrido eólico-diesel da vila de Praia Grande. Nela, como esperado, verifica-se que o maior dispêndio para implantação do sistema corresponde ao do subsistema de geração renovável (aproximadamente 60%).

Tabela 3.19 – Custo do sistema híbrido da vila de Praia Grande.

Descrição	Custo (R\$)	%
I - Subsistema de geração renovável Aerogerador Inversor Banco de baterias	38.451,94	60,08
II - Subsistema de geração diesel-elétrica	11.590,00	18,11
III - Materiais elétricos e construção	7.754,99	12,11
IV - Serviços	3.416,00	5,34
V - Acessórios	2.787,91	4,36
Total	64.000,84	100

Observação: O custo da mini-rede de distribuição elétrica foi arcado pela CELPA.

Fonte: [54].

As mesmas considerações do sistema híbrido de São Tomé, referentes aos custos fixos, de manutenção (excluindo o do subsistema fotovoltaico), às taxas de juros e ao horizonte de planejamento, são utilizadas para o cálculo do custo do kWh gerado pelo sistema híbrido de Praia Grande.

Os custos anuais de óleo diesel são os apresentados na tabela 3.17, e os custos dos principais equipamentos do sistema são: grupo gerador a diesel – R\$ 5.000,00; aerogerador –

R\$ 21.139,40; inversores de tensão – R\$ 7.819,38 (custo total); e banco de baterias – R\$ 3.656,38.

Com relação ao número de reposições dos principais equipamentos, têm-se: 4 reposições do banco de baterias (vida útil estimada de 4 anos), 1 reposição dos inversores de tensão (vida útil estimada de 10 anos), e 1 reposição do grupo gerador a diesel (vida útil estimada de 10 anos).

Os resultados obtidos do custo (em R\$/kWh) da geração do sistema sem e com CCC são apresentados na figura 3.22.

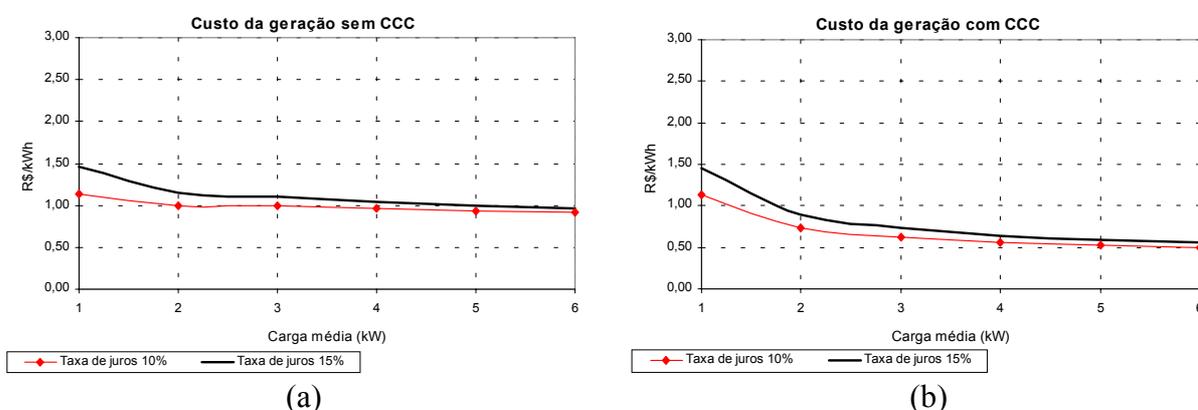


Figura 3.22 – Custo da geração do sistema híbrido: (a) sem CCC e (b) com CCC (Praia Grande).

Tomando-se como base a carga de 3 kW, o custo da geração do sistema híbrido é igual 1,10 R\$/kWh (taxa de 15%), o que corresponde anualmente a um custo de R\$ 28.908,00; para operação de 24 horas. Sabendo-se que a receita anual do sistema corresponde a R\$ 2.640,00; um déficit de R\$ 26.268,00 ao ano é verificado. Tal déficit é reduzido para cerca de R\$ 16.544,00 com o subsídio da CCC.

De maneira semelhante ao sistema de São Tome, para o cálculo do custo da geração, sem a contribuição da geração renovável, foram considerados os seguintes parâmetros: custo de investimento de cerca de R\$ 17.686,00 (II + 60% de III + 30% de IV + 15% de V – tabela 3.19); custos fixos de cerca de 2%; custo de manutenção de 0,22 R\$/kWh; os custos de óleo apresentados na tabela 3.17; taxas de juros de 10 e 15%; e período de análise de 20 anos.

O custo do grupo gerador, sua vida útil e o número de reposições durante o período de análise são os mesmos utilizados anteriormente. A figura 3.23 apresenta os resultados obtidos.

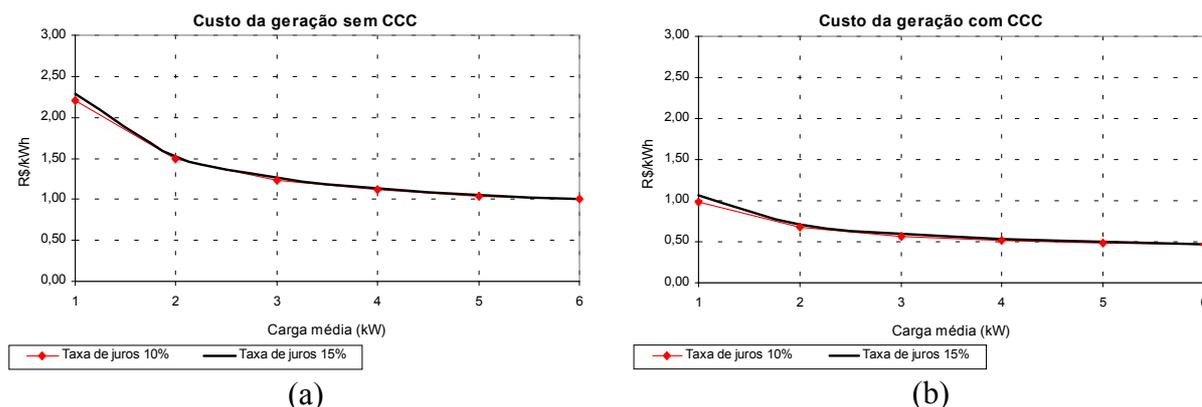


Figura 3.23 – Custo da geração do sistema diesel: (a) sem CCC e (b) com CCC (Praia Grande).

Avaliando a mesma situação de carga e taxa de juros anteriormente estudada, têm-se déficits anuais nos custos da energia gerada sem e com a CCC em torno de R\$ 30.472,00 e R\$ 12.865,00; respectivamente.

Em termos econômicos, ao contrário do verificado para o caso do sistema híbrido de São Tomé, os custos da geração diesel-elétrica sem o subsídio da CCC são superiores aos do sistema híbrido. Essa vantagem é devida basicamente ao bom potencial da fonte eólica (Fce anual igual a 20,24%).

Quando aplicado o subsídio da CCC sobre a conta do óleo diesel, os custos da geração diesel-elétrica tornam-se inferiores aos da geração híbrida (eólica-diesel) e, conseqüentemente, o sistema diesel-elétrico fica mais atrativo.

Os valores dos custos de geração analisados não devem ser tomados como regra geral, isto é, sistemas híbridos fotovoltaico-eólico-diesel com custos de geração superiores aos dos diesel-elétricos, e estes últimos com custos maiores que os híbridos eólico-diesel, pois são resultados obtidos para as condições aqui consideradas. Todavia, percebe-se que, dependendo do potencial renovável e dos custos relativos à utilização do diesel, os sistemas híbridos podem ser bem competitivos.

Um fator que continua favorecendo os sistemas diesel-elétricos contra a disseminação dos híbridos para a eletrificação de pequenas comunidades é ainda o alto custo inicial destes. O desenvolvimento de equipamentos nacionais (hoje os módulos fotovoltaicos e aerogeradores, principais componentes dos sistemas, são importados) poderia reduzir significativamente os custos iniciais.

Além disso, o subsídio (CCC) dado à geração diesel-elétrica também pesa contra os sistemas híbridos. É importante dizer que na análise realizada nesta seção, a implementação da CCC nos sistemas é um estudo de caso, pois tal subsídio só é destinado aos sistemas isolados puramente diesel-elétricos credenciados junto à ELETROBRÁS.

3.6 – Qualidade da Energia Elétrica

Atualmente, a qualidade da energia fornecida por um sistema tornou-se uma preocupação tanto para as geradoras e distribuidoras de energia quanto para os consumidores. Dentro desse contexto, nesta seção, é analisada a qualidade de energia entregue pelos sistemas híbridos das vilas de Praia Grande, Tamaruteua e São Tomé.

Espera-se que esta análise sirva como instrumento para criação de uma base de conhecimento dos principais problemas de qualidade enfrentados pelos sistemas híbridos regionais.

Para avaliar a qualidade de energia desses sistemas, foram feitas medições das formas de onda de tensão e corrente, bem como de seus espectros harmônicos. Monitorações de outros parâmetros também foram realizadas, como a variação dos valores eficazes de tensão e corrente ao longo do tempo. As monitorações foram realizadas com auxílio de osciloscópios digitais no barramento de saída e em pontos considerados críticos da mini-rede elétrica de distribuição (final de rede, consumidores com cargas mais elevadas, etc.) em diferentes períodos de consumo [25,56,59].

3.6.1 – Monitorações das Fases no Barramento de Saída (Cargas Atendidas pelo Inversor)

Das monitorações realizadas, verifica-se que a forma de onda de tensão fornecida pelos inversores sofre influência das características não-lineares das cargas das vilas, devido à queda de tensão em sua impedância interna. Todavia, não se registraram valores de Distorção Harmônica Total de Tensão (THD_V) superiores a 7,5%. As figuras 3.24 a 3.26 mostram exemplos das formas de onda de tensão entregues aos sistemas elétricos das vilas de Praia

Grande (sistema monofásico) e São Tomé (fases B e C, consideradas críticas¹⁰ no sistema), respectivamente.

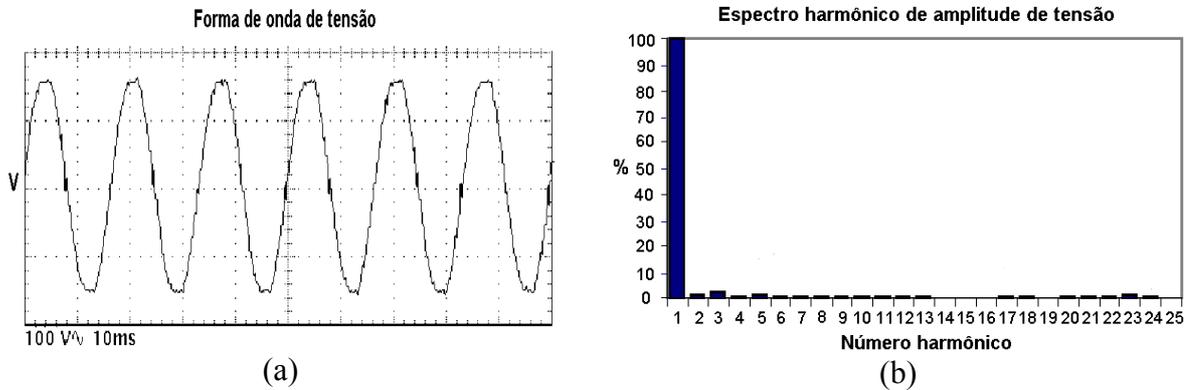


Figura 3.24 – (a) forma de onda de tensão e (b) espectro harmônico de amplitude de tensão (%) – Praia Grande. Demanda máxima (inversor operando). Fonte: [25].

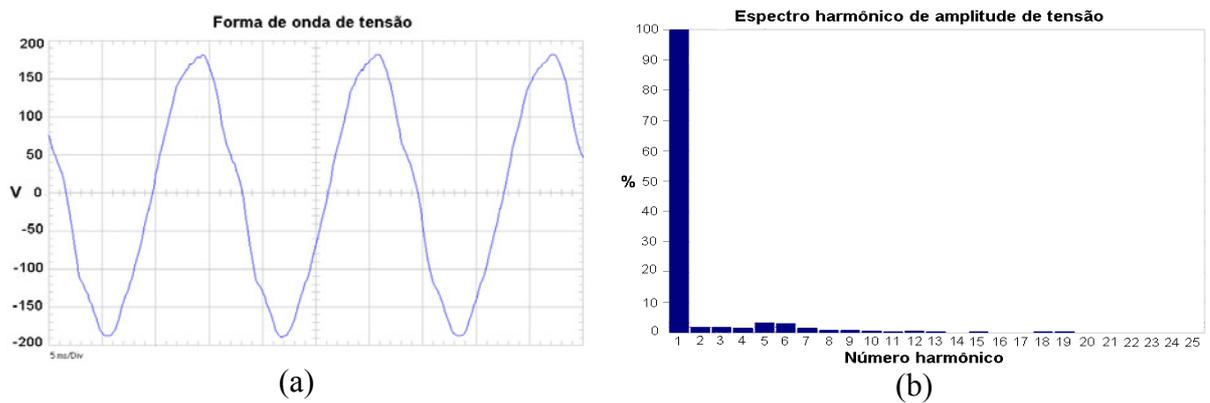


Figura 3.25 – (a) forma de onda de tensão e (b) espectro harmônico de amplitude de tensão (%) da fase B – São Tomé. Demanda máxima (inversor operando). Fonte: [56].

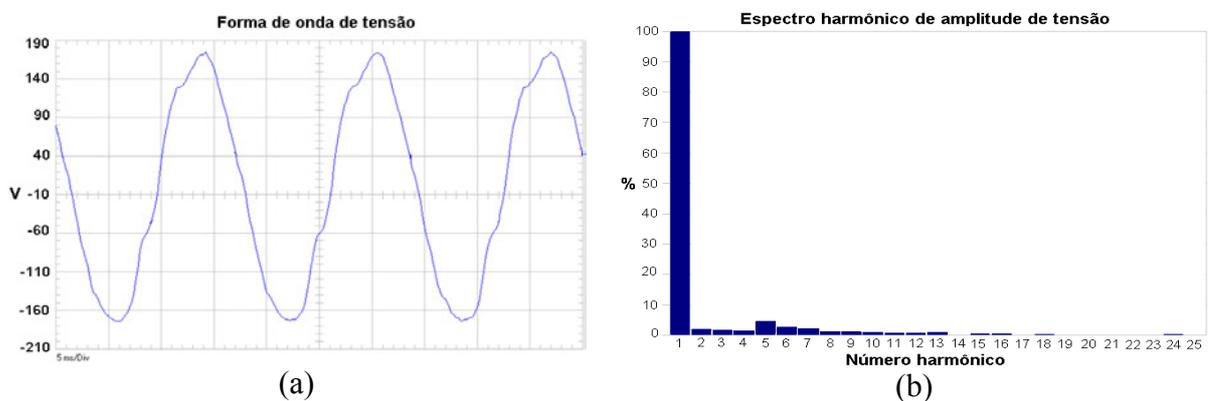


Figura 3.26 – (a) forma de onda de tensão e (b) espectro harmônico de amplitude de tensão (%) da fase C – São Tomé. Demanda máxima (inversor operando). Fonte: [56].

¹⁰ Fase B – menor carga instalada, porém a que utiliza maior quantidade de cargas não-lineares; Fase C – fase de maior demanda do sistema.

THD_V iguais a 3,93; 4,53; e 6,67% foram os valores registrados nessas monitorações.

Verifica-se que, ao contrário da tensão, a corrente possui distorções consideráveis em sua forma de onda. As figuras 3.27 e 3.28 exemplificam essa constatação, mostrando as formas de onda de corrente das fases B e C do sistema elétrico da vila de São Tomé e seus respectivos espectros de amplitude.

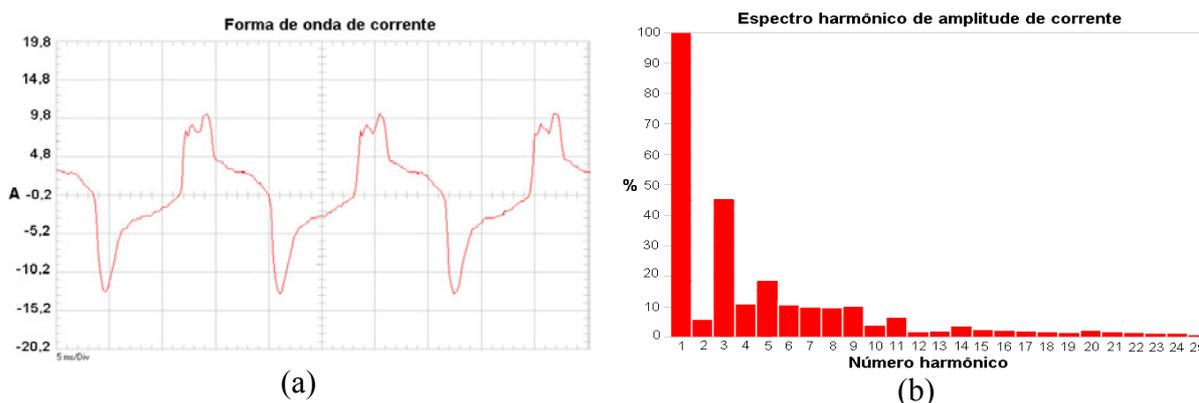


Figura 3.27 – (a) forma de onda de corrente e (b) espectro harmônico de amplitude da corrente (%) da fase B – São Tomé. Demanda máxima (inversor operando). Fonte: [56].

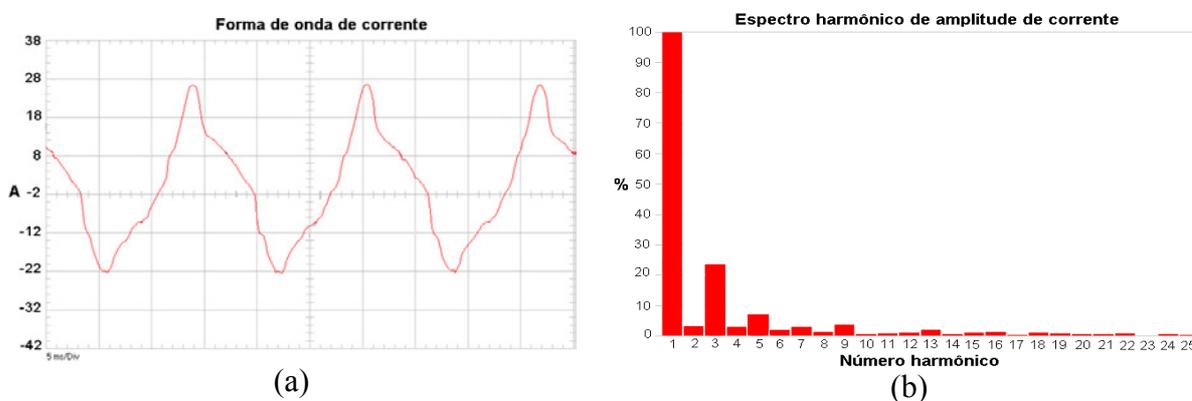


Figura 3.28 – (a) forma de onda de corrente e (b) espectro harmônico de amplitude da corrente (%) da fase C – São Tomé. Demanda máxima (inversor operando). Fonte: [56].

Das figuras 3.27 (b) e 3.28 (b), observa-se que as componentes harmônicas de ordem três e cinco são as que apresentam maior amplitude nas fases monitoradas, pois esta característica é típica na corrente dos equipamentos monofásicos não-lineares utilizados nas vilas (televisores, refrigeradores, lâmpadas fluorescentes compactas, entre outros). A figura 3.29 mostra o mesmo padrão dessas componentes no sistema elétrico de Tamaruteua.

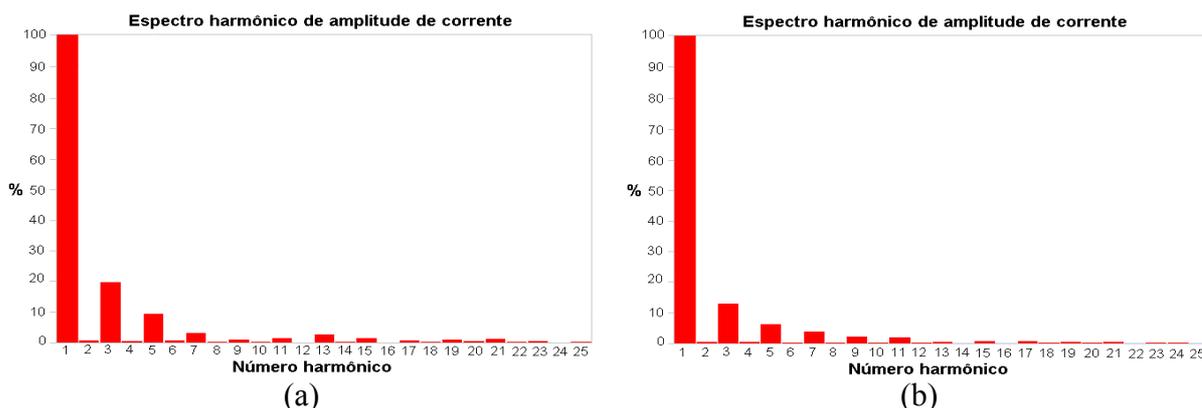


Figura 3.29 – Espectro harmônico de amplitude de corrente (%) da fase B – Tamaruteua. (a) demanda mínima e (b) demanda máxima (inversor operando). Fonte: [59].

A tabela 3.20 lista os valores de THD_I (Distorção Harmônica Total de Corrente) médios para as fases críticas das vilas de Tamaruteua e São Tomé. Por coincidência, as fases consideradas críticas em Tamaruteua são as mesmas da vila de São Tomé.

Tabela 3.20 – Valores médios de THD_I - sistemas elétricos de São Tomé e Tamaruteua.

Sistema elétrico	THD _I médios (%)			
	Demanda máxima		Demanda mínima	
	Fase B	Fase C	Fase B	Fase C
São Tomé	42,65	24,36	N.m	N.m
Tamaruteua	15,40	8,82	22,84	12,60

N.m – Não monitorado.

Avaliando os valores médios de THD_I entre os sistemas elétricos no período de demanda máxima (tabela 3.20), percebem-se os maiores valores em São Tomé, dado o acionamento da iluminação residencial predominantemente de cargas fortemente não-lineares (lâmpadas fluorescentes compactas).

Comparando agora somente as fases monitoradas do sistema elétrico de Tamaruteua, constatou-se que o período noturno (demanda máxima) apresenta menor THD_I médio que o período diurno (demanda mínima). Tal situação era esperada, pois no período de demanda máxima há um considerável uso de cargas com características lineares (lâmpadas incandescentes), que de certa forma compensa as de caráter não-linear utilizadas neste período.

Com relação aos valores *rms* de corrente, durante a demanda máxima, conforme esperado, as fases denominadas de C dos sistemas em questão, apresentaram a maior corrente *rms* (18,8 A – Tamaruteua e 13,9 A – São Tomé). Esse valor alto de corrente, aliado com sua

THD_I, ocasiona um afundamento de tensão. Em São Tomé, por exemplo, o alto valor *rms* da corrente e da THD_I, faz com que a tensão de saída do inversor na fase C caia de 127 V_{rms} para aproximadamente 123 V_{rms}.

Nos condutores neutros dos sistemas notam-se altos valores de THD_I (89,39% e 119,93%, nas vilas de Tamaruteua e São Tomé, respectivamente – demanda máxima; 25,34%, Tamaruteua – demanda mínima). As figuras 3.30 e 3.31 mostram exemplos do espectro de corrente em tal condutor. A figura 3.30 refere-se ao condutor neutro do sistema de Tamaruteua, cujos valores *rms* de corrente medidos em tal situação foram de 9,6 e 5,3 A, respectivamente. Esse espectro foi obtido através de medição diretamente sobre o condutor e representa apenas uma medida. A figura 3.31 mostra o espectro de corrente obtido pela composição das correntes nas fases do sistema de São Tomé. É importante mencionar que para o cálculo foi considerada uma defasagem angular de 120° entre as fases, o que na prática não é rigorosamente verdadeiro.

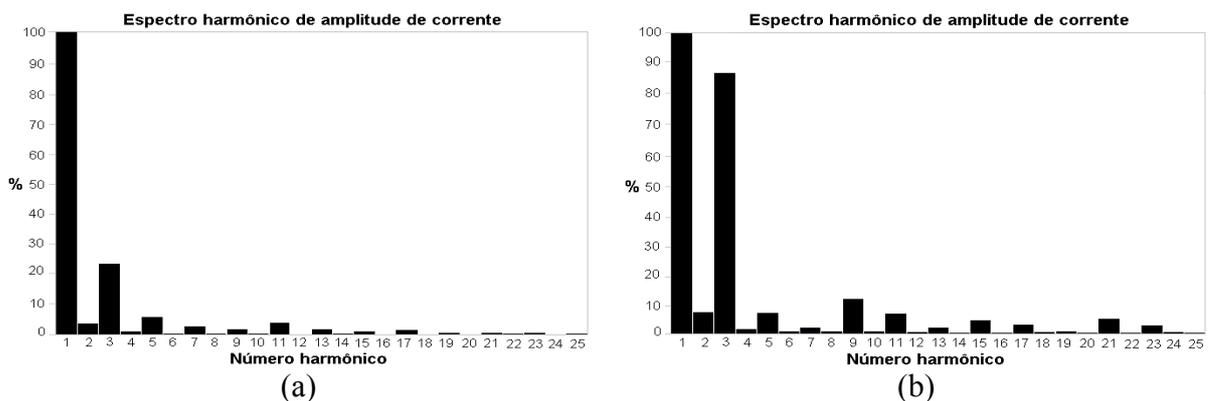


Figura 3.30 – Espectro harmônico de amplitude de corrente (%) no condutor neutro – Tamaruteua. (a) demanda mínima e (b) demanda máxima (inversor operando). Fonte: [59].

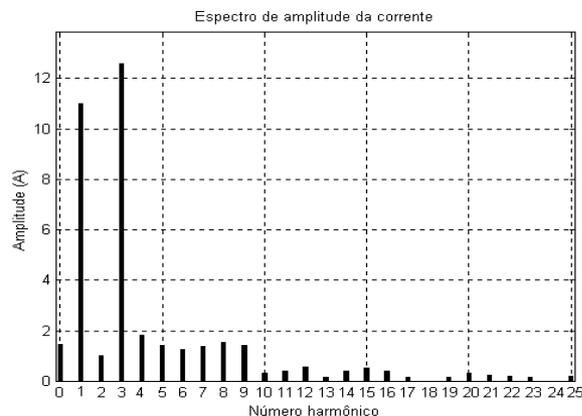


Figura 3.31 – Espectro harmônico de amplitude de corrente no condutor neutro – São Tomé. Demanda máxima (inversor operando).

Da figura 3.30 verificam-se as altas amplitudes de harmônicos de ordem 3 para o período de demanda máxima em relação ao diurno, contrária à comparação para a fase B, em que o valor percentual em relação à fundamental desta componente de corrente é reduzido no período diurno. Essa diferença é devida ao estado de carregamento no momento das medições. Nota-se ainda a presença da frequência fundamental na corrente do neutro, oriunda do desbalanceamento do sistema.

O efeito do desbalanceamento é bastante visível na figura 3.31, onde se observa a presença de uma corrente na frequência fundamental de valor elevado (aproximadamente 7,8 A_{rms}). Conforme esperado, a componente do terceiro harmônico é a que se destaca com maior valor *rms* (aproximadamente 9 A).

3.6.2 – Monitorações das Fases no Barramento de Saída (Gerador a Diesel Operando)

Os grupos geradores a diesel, por serem de baixa potência e sem implementação de controles, apresentam formas de onda de tensão de maior conteúdo harmônico que os inversores de tensão. Em geral, esses geradores, mesmo em operação a vazio, já contêm THD_V significativas para esta situação operacional.

Em Tamaruteua, o valor de THD_V verificado foi de cerca de 13%. A figura 3.32 mostra o espectro harmônico de tensão do gerador operando a vazio.

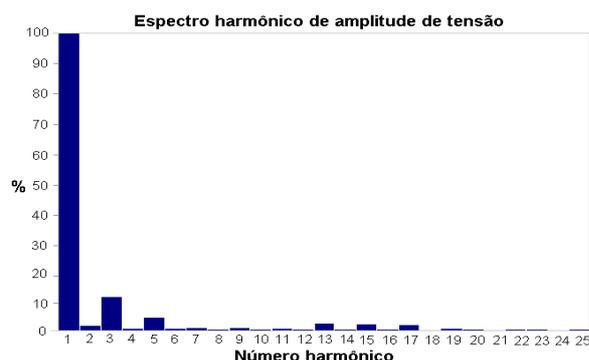


Figura 3.32 – Espectro harmônico de amplitude de tensão (%) com gerador a vazio – Tamaruteua. Fonte: [59].

As figuras 3.33, e 3.34 a 3.35 apresentam as formas de onda de tensão para os sistemas elétricos das vilas de Praia Grande e São Tomé, respectivamente.

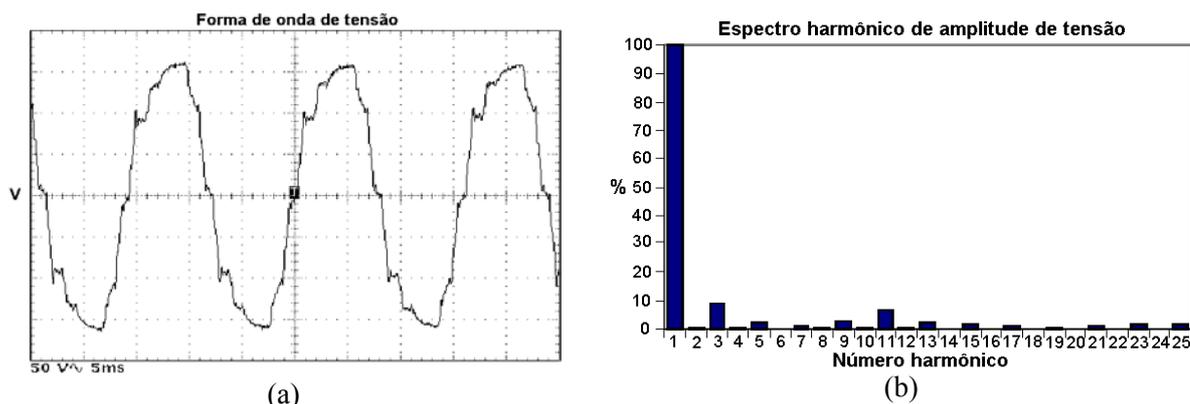


Figura 3.33 – (a) forma de onda de tensão e (b) espectro harmônico de amplitude de tensão (%) – Praia Grande. Demanda mínima (diesel operando). Fonte: [25].

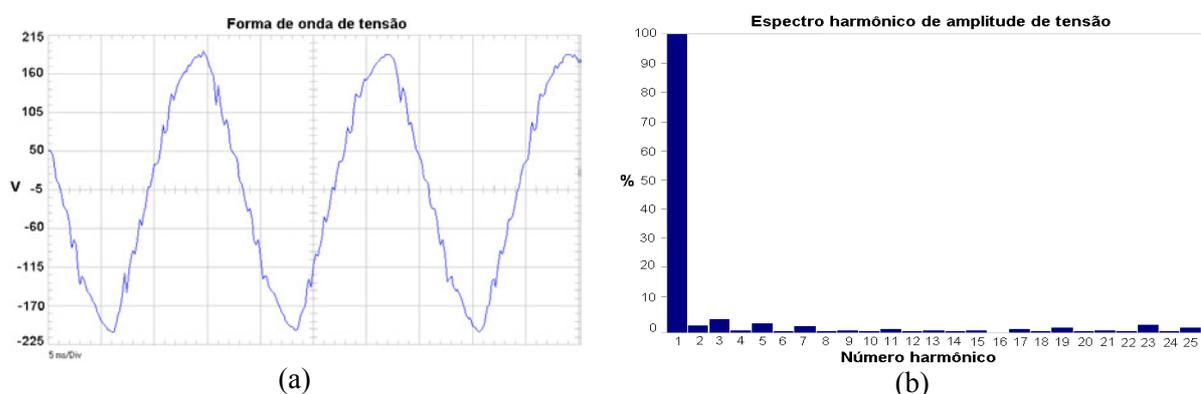


Figura 3.34 – (a) forma de onda de tensão e (b) espectro harmônico de amplitude de tensão (%) da fase B – São Tomé. Demanda máxima (diesel operando). Fonte: [56].

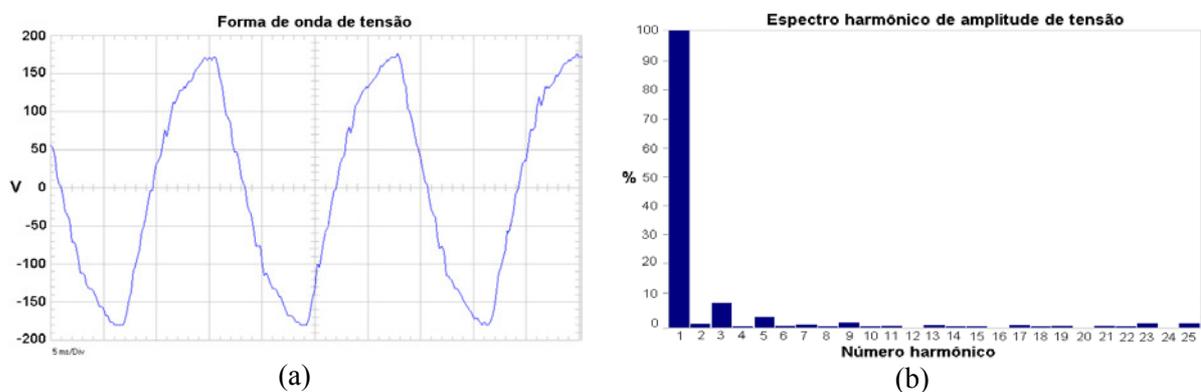


Figura 3.35 – (a) forma de onda de tensão e (b) espectro harmônico de amplitude de tensão (%) da fase C – São Tomé. Demanda máxima (diesel operando). Fonte: [56].

As ondulações apresentadas nas formas de onda de tensão (figuras 3.33 (a) a 3.35 (a)) devem-se à presença de componentes harmônicas em frequências mais elevadas.

Em relação à distorção harmônica total de corrente, as fases monitoradas apresentam valores mais elevados que quando o inversor está operando. Em Tamaruteua registraram-se valores médios de 21,84% na fase B e em São Tomé a média alcançou 48,6%. Verificaram-se

ainda elevadas percentagens das amplitudes do 3º e 5º harmônicos em relação à componente fundamental, como mostrado na figura 3.36 (exemplos dos espectros harmônicos de amplitude de corrente).

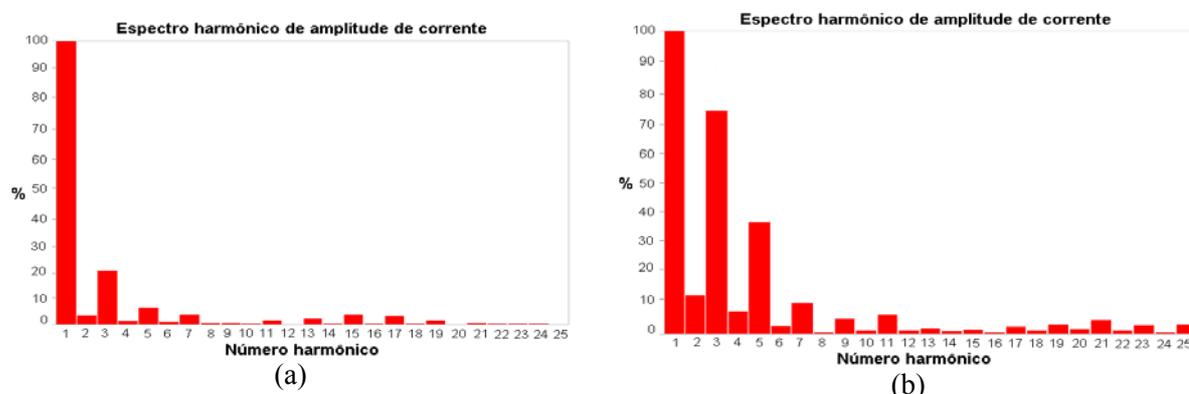


Figura 3.36 – Espectro harmónico de amplitude da corrente (%) da fase B. (a) Tamaruteua e (b) São Tomé. Demanda máxima (diesel operando). Fontes: [56,59].

A figura 3.37 mostra o exemplo do espectro harmónico de amplitude da corrente na fase C do sistema elétrico de São Tomé. A redução da THD_I (13,02%) deve-se à utilização de uma moto-bomba elétrica como carga predominante (corrente de regime de 12 A_{rms}) com característica praticamente linear.

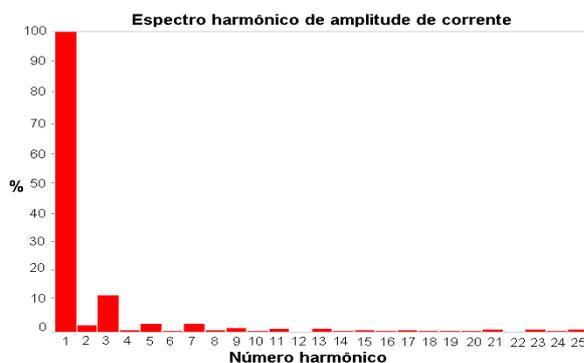


Figura 3.37 – Espectro harmónico de amplitude da corrente (%) da fase C – São Tomé. Demanda máxima (diesel operando). Fonte: [56].

Na figura 3.38, obtida de medição realizada durante o período de baixa demanda na fase C do sistema da vila de São Tomé, verifica-se um afundamento de tensão de 126,3 V_{rms} para 86,1 V_{rms} no momento da partida da moto-bomba (corrente de surto superior a 26 A). Esse afundamento de tensão, de cerca de 40 V_{rms} , prejudica a qualidade de energia, pois o gerador a diesel da vila é desacelerado, ocasionando a diminuição na tensão e na frequência,

e, principalmente, o funcionamento dos equipamentos das unidades consumidoras conectadas nessa fase, além de contribuir para o desbalanceamento de potência do sistema (cerca de 3%).

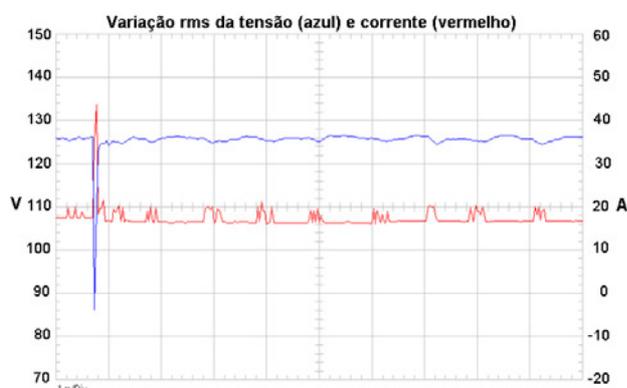


Figura 3.38 – Variação do valor *rms* de tensão e corrente da fase C – São Tomé. Demanda mínima (diesel operando). Fonte: [56].

Quando a mesma moto-bomba elétrica é acionada no período de demanda máxima, a qualidade de energia do sistema é ainda mais afetada, proporcionando a diminuição na iluminância das lâmpadas (devido ao afundamento de tensão na fase) e os desligamentos de alguns televisores (prejudicando a vida útil desses aparelhos).

No condutor neutro, as THD_1 registradas foram bastante significativas, dado o desbalanceamento dos sistemas. São Tomé apresentou a THD_1 de 105,95% (moto-bomba não operando) e a THD_1 de 48,41% (moto-bomba operando), e Tamaruteua a THD_1 foi de 111,61%. Os valores *rms* da corrente para as referidas situações de operação foram de 12,78 A e 19,35 A; e 11,6 A, respectivamente. Os espectros de corrente das situações supracitadas são mostrados nas figuras 3.39 e 3.40.

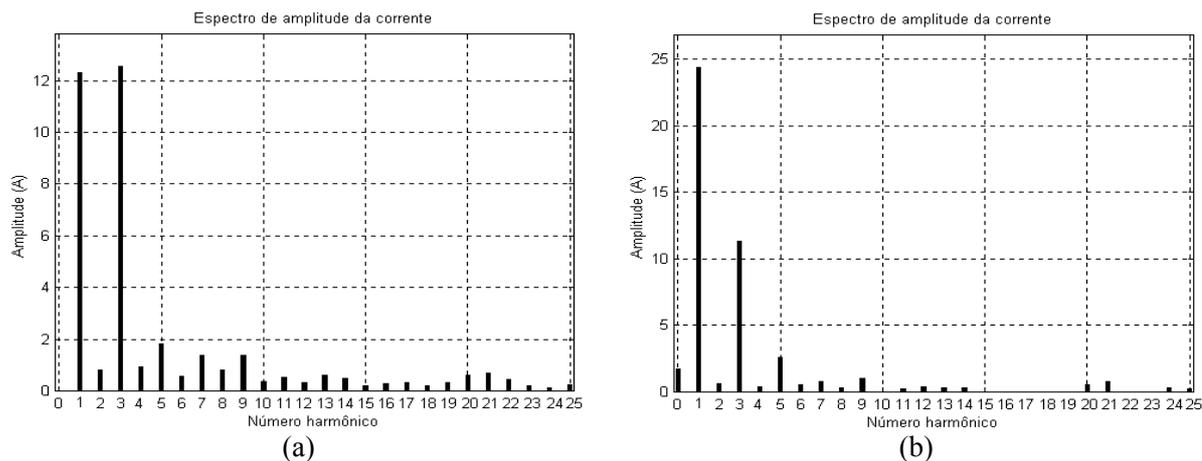


Figura 3.39 – Espectro harmônico de amplitude da corrente no neutro – São Tomé. (a) moto-bomba não operando e (b) moto-bomba operando. Demanda máxima (diesel operando).

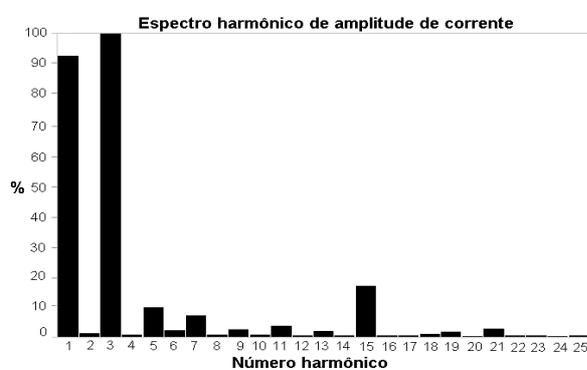


Figura 3.40 – Espectro harmônico de amplitude de corrente (%) no condutor neutro – Tamaruteua. Demanda máxima (diesel operando). Fonte: [59].

3.6.3 – Pontos Críticos das Mini-Redes Elétricas de Distribuição das Vilas

Nas figuras 3.41 e 3.42 são destacados nos croquis das vilas, os pontos verificados como críticos ao longo das mini-redes elétricas de distribuição de Praia Grande e São Tomé, respectivamente. Na tabela 3.21, são mostrados os valores monitorados de tensão, corrente (*rms*) e frequência nessas Unidades Consumidoras (UC's).

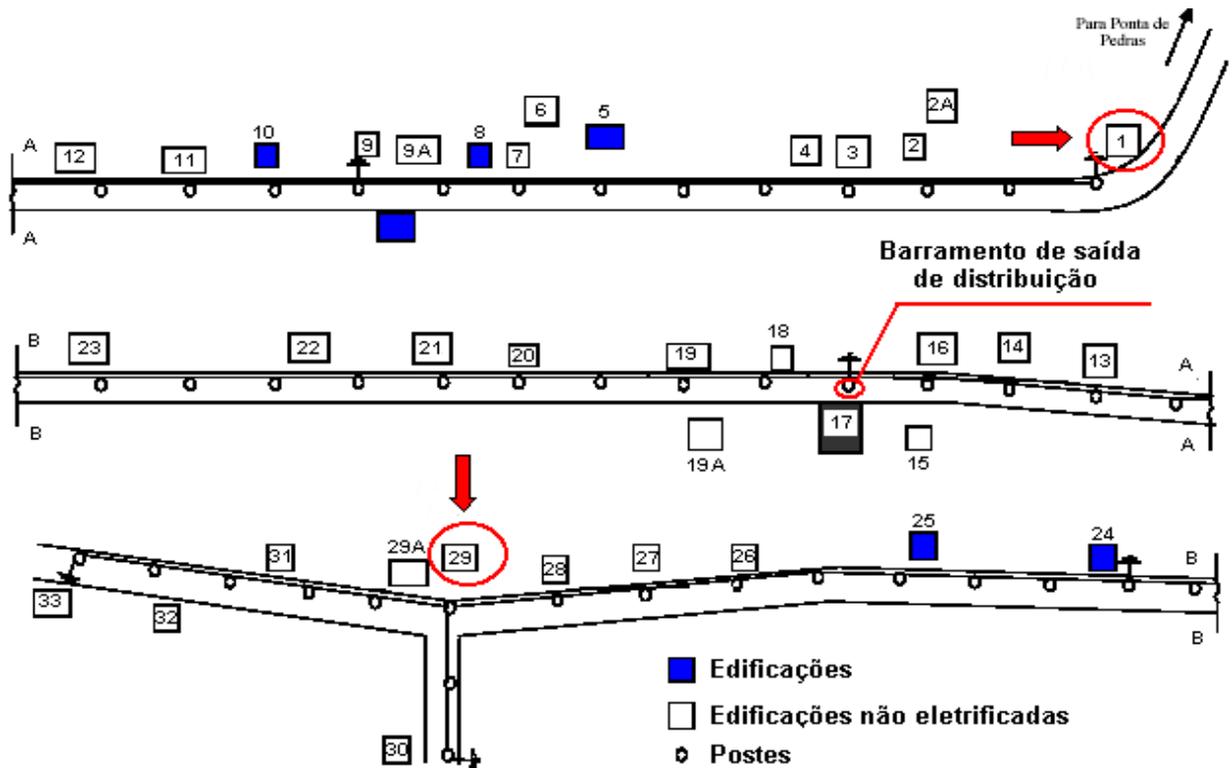


Figura 3.41 – Croquis da vila de Praia Grande (em destaque os pontos críticos monitorados).
Fonte: [25].

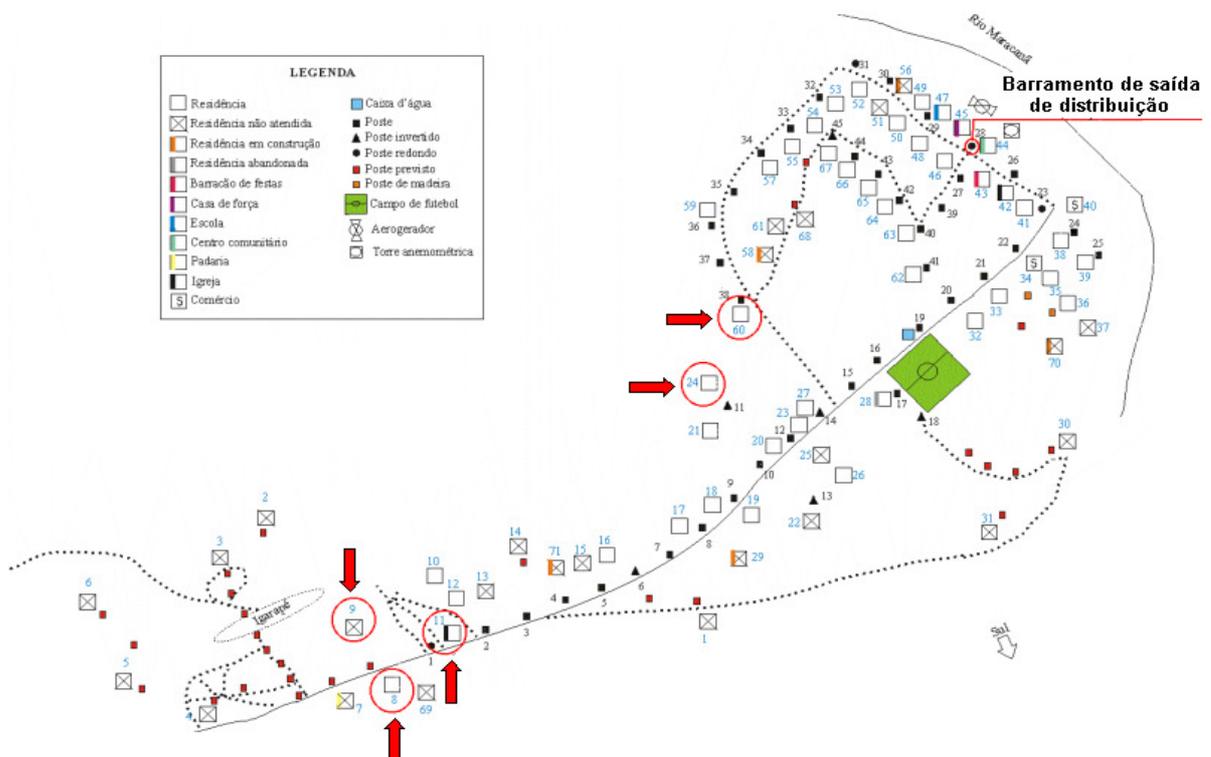


Figura 3.42 – Croquis da vila de São Tomé (em destaque os pontos críticos monitorados).
Fonte: [56].

Tabela 3.21 – Valores monitorados de tensão, corrente e frequência.

UC's	Fase	Barramento de saída V_{rms}		Diesel operando			Inversor operando			Observação
		Diesel	Inversor	V_{rms}	A_{rms}	Hz	V_{rms}	A_{rms}	Hz	
São Tomé										
24	A	131,6	N.m	127	2,26	59,4	N.m	N.m	N.m	Maior carga instalada do sistema
08	A	131,6	126,4	124	1,76	58,8	117,9	2,25	60,6	Final de rede
11	B	134,8	N.m	134	1,44	58	N.m	N.m	N.m	Final de rede
09	C	127,1	122,1	112	1,14	58,1	117	1,19	60,2	Final de rede
60	C	128,7	122,2	126	1,12	58,4	122	1,04	60,6	Final de rede
Praia Grande										
01	mono	120	114,7	107	N.m	63,75	110,2	N.m	60,6	Final de rede
29	mono	120	114,7	N.m	N.m	N.m	113,8	N.m	60	Próxima da UC-28 (grande carga instalada)

N.m – Não monitorado.

Da tabela 3.21 verifica-se que há quedas de tensão nos finais da rede que, dependendo do valor (*rms*) da tensão no barramento de saída, da distância geração-consumo e do carregamento das fases às quais as unidades consumidoras estão ligadas, podem ser bastante elevadas.

Em São Tomé, uma queda de tensão de 15,1 V_{rms} foi registrada na monitoração feita na unidade consumidora 09 (fase C – mais carregada), cujo valor da tensão (112 V_{rms}) no ponto de entrega caracteriza um atendimento precário ($109 \leq V_{medido} < 116 V_{rms}$ ou $132 < V_{medido} \leq 140 V_{rms}$ [60]) à mesma. Outro ponto de atendimento precário registrado, porém com tensão elevada, devido à fase B ser a menor carregada do sistema, foi na unidade consumidora 11 (134 V_{rms}).

No sistema elétrico de Praia Grande verificaram-se também pontos de atendimento precário ao longo da mini-rede (unidade consumidora 01 – 110,2 V_{rms} e 29 – 113,8 V_{rms}) e no próprio barramento de saída (114,7 V_{rms}). Isso é causado basicamente pelo valor nominal de saída do inversor então utilizado (120 V_{rms}).

Nesse mesmo sistema (Praia Grande), com o diesel operando, precisamente no ponto de entrega da unidade consumidora 01, verificou-se um atendimento crítico, $107 V_{rms}$ ($V_{medido} < 109 V_{rms}$ ou $V_{medido} > 140 V_{rms}$ [60]).

Tais variações de tensão contribuem para reduzir a qualidade de energia, afetando os aparelhos eletro-eletrônicos instalados. A redistribuição das unidades consumidoras por fase de forma mais balanceada ao longo da mini-rede é uma possível solução para amenizar esse problema no sistema de São Tomé. Para o sistema de Praia Grande sugere-se a instalação de banco de capacitores na rede, conforme Vale [25].

Com relação à frequência de operação padrão de atendimento (60 Hz), observa-se uma maior variação no seu valor quando o diesel opera (em média, $60 \text{ Hz} \pm 3\%$, com máximo de 6,25%), pois o sistema não possui dispositivos de controle tensão/frequência. A figura 3.43 mostra a variação *rms* de tensão e a variação da frequência típica das fases da vila de Tamaruteua no período de demanda máxima (diesel operando).

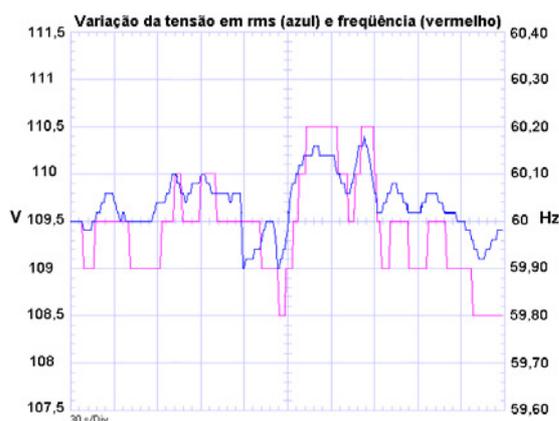


Figura 3.43 – Variação *rms* de tensão e variação da frequência – Tamaruteua (diesel operando). Fonte: [59].

Ao contrário dos geradores a diesel, os inversores apresentaram pequenas variações na frequência ($60 \text{ Hz} \pm 1\%$).

Diante do exposto, pode-se destacar que os principais problemas de qualidade de energia enfrentados pelos sistemas híbridos são:

- As elevadas distorções harmônicas, principalmente de corrente, devido ao grande uso de cargas não-lineares (exemplo, utilização de lâmpadas fluorescentes compactas destinadas à conservação de energia, televisores, refrigeradores, etc.), e à alta impedância do sistema;
- Desbalanceamento de potência nas fases;

- Os afundamentos de tensão (*sag*) decorrentes da elevada corrente de surto devida ao acionamento de motores elétricos. Caso a soma da corrente de surto com o valor da corrente de regime da fase seja superior ao limite de corrente de surto dos inversores, quando estes estão operando, isso poderá acarretar a interrupção do fornecimento de energia;
- As quedas de tensão, principalmente nos finais da rede;
- A grande variação da frequência padrão de operação, quando o sistema diesel-elétrico supre as vilas, decorrente da falta de controle apropriado.

Esses problemas alertam para a necessidade de adoção de ações mitigadoras, como o controle do aumento da carga instalada, principalmente dos tipos de aparelhos que apresentam altas correntes de surto, e sua adequada instalação; a redistribuição das unidades consumidoras da forma mais equilibrada possível nas fases; a instalação de banco de capacitores para elevação de tensão; e a aplicação de um dispositivo de controle de tensão/frequência no sistema diesel-elétrico.

Da análise realizada, percebe-se ainda que a qualidade de energia fornecida pela geração da parte dos sistemas híbridos considerada renovável (sistema fotovoltaico-eólico, e eólico) através do inversor é bem melhor que a qualidade de energia fornecida pelo sistema diesel-elétrico.

3.7 – Principais Impactos

Em linhas gerais, os mais variados impactos foram e continuam sendo produtos da implantação dos sistemas híbridos. Em sua grande maioria, tais impactos apresentam características mais benéficas do que prejudiciais, especialmente por se tratarem de sistemas de geração de pequeno e médio porte (não ultrapassam 200 kW de capacidade instalada) e utilizarem prioritariamente os recursos renováveis. Neste sentido, descrevem-se a seguir os impactos mais relevantes provocados pela implantação dos sistemas híbridos regionais.

3.7.1 – Impactos Ambientais

Considerando a inserção dos sistemas no meio ambiente, o principal impacto negativo constitui-se no manejo das baterias (há a necessidade de um programa de reciclagem). Outros impactos, como o visual e o sonoro (ambos provenientes sobretudo dos aerogeradores), e do

espaço utilizado para instalação dos subsistemas de geração fotovoltaicos, ou dos próprios sistemas híbridos em si, são insignificantes. Isso pode ser evidenciado pelos seguintes fatos:

1. *Nenhuma manifestação de descontentamento com o ruído foi registrada por parte dos moradores próximos dos sistemas* – Esse fato é atribuído à utilização de aerogeradores sem caixa de multiplicação (engrenagem), sendo, portanto, o ruído (baixo) desses subsistemas de geração oriundo principalmente do efeito aerodinâmico das pás; e às unidades geradoras dos subsistemas de geração diesel-elétrica estarem confinadas em abrigos fechados, reduzindo parcialmente os ruídos;
2. *A atração visual que se tornaram os sistemas híbridos com os aerogeradores e suas grandes torres* – Barbosa [22] e Vale [25], por exemplo, destacam a grande atração que os sistemas híbridos de São Tomé e Praia Grande se tornaram. Os aerogeradores e suas torres implantados nessas localidades constituem uma visão atrativa em terra, para os moradores locais e visitantes, e no rio Maracanã (São Tomé) e na Baía do Marajó (Praia Grande), para as embarcações que neles navegam;
3. *O pequeno espaço físico utilizado pelos sistemas, que não ocasiona perda de espaço para outras finalidades* – Tal fato é decorrente, sobretudo, da pequena capacidade de geração dos sistemas.

Com relação à influência na fauna, até o presente momento, não há nenhum impacto significativo, com exceção de uma ocorrência de colisão de um urubu contra o aerogerador do sistema híbrido de São Tomé.

3.7.2 – Impactos Socioeconômicos

Desde o início dos projetos de implantação dos sistemas híbridos ou do hibridismo da geração diesel-elétrica já existente, com as fontes renováveis, nota-se uma substancial mudança no cotidiano dos moradores locais.

Pode-se destacar como uma das principais mudanças ocorridas nas comunidades a substituição total ou parcial das mais diversas fontes de energia elétrica outrora utilizadas, tais como, pilhas, baterias recarregáveis, óleo diesel, querosene, etc., para iluminação e atendimento de pequenas cargas, pela energia produzida pelos sistemas híbridos de geração.

Outro impacto tem sido o crescimento populacional das vilas, com o incremento do número de moradores (fluxo contrário ao êxodo rural¹¹). A tabela 3.22 mostra um comparativo do número de famílias e moradores, antes e logo depois da inserção dos sistemas híbridos de Praia Grande, Tamaruteua e São Tomé.

Tabela 3.22 – Número de famílias e moradores.

Vilas	Famílias				Moradores			
	Antes		Depois		Antes		Depois	
	Nº	Ano	Nº	Ano	Nº	Ano	Nº	Ano
Praia Grande ¹	22	1997	26	1999	125	1997	142	1999
Tamaruteua ²	32	1997	38	1999	163	1997	193	1999
São Tomé ³	38	2002	46	2004	218	2002	248	2004

Fontes: ¹ [61], ² [62] e ³ [53].

Impactos de ordem econômica, naturais do significativo aumento de atividades comerciais de comércios/bares, padarias, armazéns, entre outros, sustentada pela energia elétrica, são também merecedores de destaque. Na vila de Praia Grande, registrou-se aumento de comércios de um para três, e em Tamaruteua o aumento desse tipo de estabelecimentos foi de três para quatro.

A variação da renda dos moradores locais é também um bom indicativo de impactos de ordem econômica. Em geral, a variação existente é caracterizada por uma tendência de aumento da renda familiar dos moradores das vilas.

A tabela 3.23 mostra a representação da distribuição de renda por família antes e depois da implantação dos sistemas na comunidade de Praia Grande e Tamaruteua.

Tabela 3.23 – Distribuição de renda por família (%).

Salários mínimos	Praia Grande ¹		Tamaruteua ²	
	Antes (1997)	Depois (1999)	Antes (1997)	Depois (1999)
< 1	50	0	36	15
1 a 2	41	65	39	53
2 a 3	0	25	19	24
3 a 4	9	10	4	6
Não possui renda	0	0	2	2

Fontes: ¹ [61] e ² [62].

¹¹ Na vila de Araras (única exceção), o que é verificado é o êxodo rural, devido à redução produtiva do ouro.

3.7.3 – Outros Impactos

Outros impactos, especialmente a partir da implantação desses sistemas, são: as constantes visitas de pessoas, grupos nacionais e estrangeiros de pesquisa interessados em aprender, divulgar e disseminar as experiências adquiridas; e o crescimento acentuado da carga instalada, principalmente, de eletrodomésticos, em função do aumento do número de horas de fornecimento de energia, do número de consumidores, e da renda, ocasionado pela ampliação e melhoria das atividades econômicas.

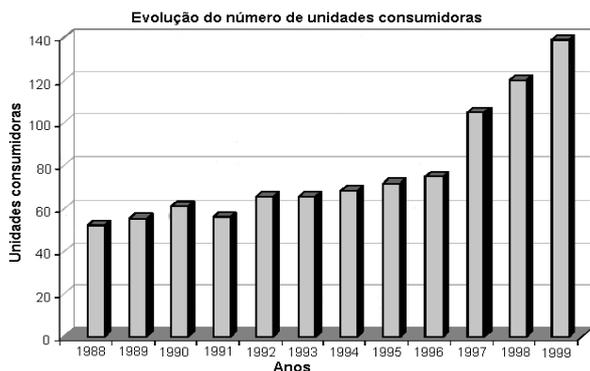
Na tabela 3.24 são mostradas as quantidades dos principais eletrodomésticos, existentes nas vilas de Praia Grande e São Tomé, antes e depois do comissionamento dos sistemas.

Tabela 3.24 – Aparelhos eletrodomésticos existentes nas vilas.

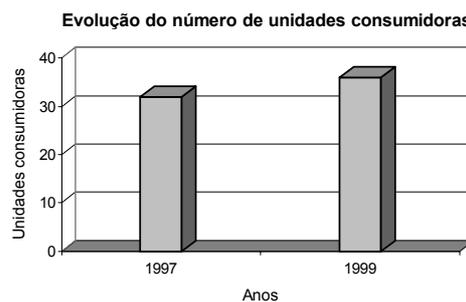
Eletrodomésticos	Praia Grande ¹		São Tomé ²	
	Antes (1997)	Depois (1999)	Antes (2002)	Depois (2004)
Ventilador	1	1	0	0
Refrigerador	3	7	0	6
Ferro de passar	1	7	0	4
Liquidificador	2	7	0	10
Rádio	15	10	23	11
Aparelho de Som	1	8	4	3
Televisor	20	23	15	25
Máquina de costura	1	6	0	0

Fontes: ¹ [61] e ² [53].

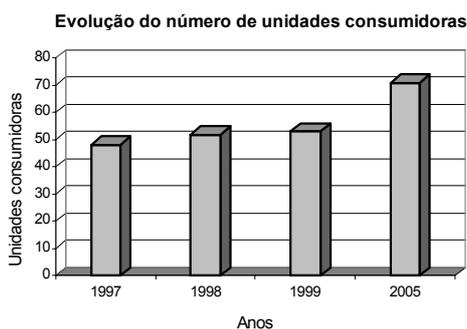
Como ilustração, a figura 3.44 apresenta a evolução das unidades consumidoras das vilas de Campinas, Praia Grande, Tamaruteua e São Tomé.



(a) Campinas. Fonte: [43].



(b) Praia Grande. Fonte: [61]



(c) Tamaruteua. Fonte: [62]



(d) São Tomé. Fonte: [53].

Figura 3.44 – Evolução do número de unidades consumidoras.

É importante salientar que o crescimento acentuado das unidades consumidoras compromete efetividade dos sistemas híbridos, dada a limitação da geração e a intermitência das fontes renováveis.

3.8 – Gestão e Sustentabilidade

A gestão e a sustentabilidade caminham juntas e são fatores que devem ser bastante analisados antes da implantação dos sistemas híbridos, pois, quando não observados, podem comprometer a credibilidade desses sistemas, levando-os ao insucesso.

Em linhas gerais, há dois modelos de gestão em uso. Em um, os moldes administrativos são delineados pela própria concessionária local, a qual é a única responsável pelo gerenciamento do sistema, determinando as estratégias de operação, manutenção e aplicando as tarifas pelos serviços de energia elétrica prestados (fornecimento nos padrões exigidos, leituras periódicas dos medidores, emissão e entrega de faturas, reavisos, cortes e religações, etc.). As tarifas são estabelecidas pela ANEEL e visam, sobretudo, a assegurar aos consumidores o pagamento de um valor justo, bem como garantir o equilíbrio econômico das

distribuidoras de energia, de modo que as mesmas prestem os serviços com qualidade e confiabilidade.

O modelo de gestão descrito anteriormente pode ser denominado de “gestão convencional”, pois é o utilizado na quase totalidade dos sistemas elétricos do Brasil. Nos sistemas híbridos, esse modelo é o utilizado nas vilas de Campinas, gestão CEAM, e Joanes, gestão Grupo REDE/CELPA.

O outro modelo tem seus arcabouços sustentados por uma administração realizada pelas próprias comunidades, por intermédio de uma organização ou associação comunitária, em parceria com as prefeituras municipais e, temporariamente, com o agente executor do projeto (GEDAE/UFPA), que presta serviços de manutenção preventiva e, quando necessário, corretiva. Os sistemas de Praia Grande, Tamaruteua e São Tomé são os usuários desse modelo.

Com relação à captação dos recursos (tarifação pelo serviço de energia), em Praia Grande e Tamaruteua são aplicadas taxas mensais, cujos valores variam de acordo com o número de equipamentos eletro-eletrônicos instalados nas unidades consumidoras.

Em São Tomé, destaca-se um novo modelo de tarifação, inovador no Brasil, que busca principalmente resolver os problemas inerentes à gestão econômica dos sistemas. Trata-se de um sistema de pré-pagamento de energia elétrica, que é mundialmente chamado de sistema pré-pago, semelhante ao sistema de pagamento antecipado referente aos serviços prestados pelas empresas de telefonia celular, os telefones celulares de cartão. Tal sistema (compra antecipada) de certa forma já é o utilizado pelas populações que formam essas comunidades semi ou totalmente isoladas, uma vez que a aquisição de seus energéticos, como pilhas, óleo diesel, vela, recarga de baterias, etc., dá-se com o pagamento antecipado.

A figura 3.45 mostra o sistema pré-pago de tarifação da vila de São Tomé, cujos componentes são descritos em Barbosa [63], e a tabela 3.25 apresenta as principais vantagens desse sistema de tarifação.



Figura 3.45 – Esquema do sistema pré-pago.

Tabela 3.25 – Principais vantagens do sistema pré-pago.

Vantagens	
Para o consumidor	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Administração do consumo da energia elétrica, determinando a quantidade gasta e o momento da compra. ▪ Possibilidade da compra de quantidades de energia tantas vezes quantas julgar necessárias. ▪ Possibilidade de estocagem de créditos de energia. ▪ Adequação à flutuação da renda (estritamente dependente da pesca) da população local.
Para o sistema de eletrificação	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Existência de um fundo antecipado, com a venda dos cartões antes da entrega do serviço. ▪ Corte automático do fornecimento de energia elétrica promovido pelo próprio medidor, após o término dos créditos inseridos anteriormente. Pode-se ter ainda créditos de reserva. ▪ Redução dos custos operacionais, evitando despesas com leitura de medidores, emissão e entrega de contas e reavisos, taxas de cobrança, etc. ▪ Utilização mais racional da energia. ▪ Eliminação da inadimplência.

A principal desvantagem do sistema de pré-pagamento é hoje o alto custo dos seus equipamentos.

A gestão do sistema híbrido de Araras é uma exceção no que se refere aos citados anteriormente, pois a mesma é realizada por um Produtor Independente de Energia (PIE-GUASCOR), o qual vende a produção energética (fotovoltaica e diesel-elétrica) para a concessionária local (CERON) [48,64].

Um resumo dos modelos de gestão em uso em cada sistema é mostrado na tabela 3.26.

Tabela 3.26 – Modelos de gestão dos sistemas híbridos.

Sistema híbrido	Modelo de gestão	
	Administrativo	Financeiro
Campinas	CEAM	Tarifas estabelecidas pela ANEEL
Joanes	Grupo REDE/CELPA	Tarifas estabelecidas pela ANEEL
Praia Grande	Comunidade e Prefeitura	Cobrança de taxa mensal
Tamaruteua	Comunidade e Prefeitura	Cobrança de taxa mensal
Araras	PIE-GUASCOR	Venda da geração contratada com a CERON
São Tomé	Comunidade e Prefeitura	Pré-pagamento

Problemas operacionais devidos principalmente à falta de manutenção e ao crescimento demasiado da demanda comprometeram a sustentabilidade dos sistemas híbridos de Campinas e Joanes, sendo este último desativado oficialmente no ano de 2005.

O papel desempenhado pelas duas principais partes envolvidas, comunidade e prefeitura municipal, apresenta-se também como uma fonte de problemas à sustentabilidade dos sistemas (caso da comunidade como gestora). Exemplos da má gestão são evidenciados em Praia Grande e Tamaruteua, onde tais sistemas, após períodos satisfatórios de operação (três e quatro anos, respectivamente), entraram em processo de falência operacional devido basicamente à:

- Escassez de recursos financeiros captados para manutenção, resultante da falta de uma tarifação adequada (quando cobrada, a taxa mensal não refletia o verdadeiro consumo das unidades consumidoras);
- Falta de zelo pelos equipamentos dos sistemas (para os usuários, enquanto há geração, tudo está muito bem, não havendo preocupação, com a vida útil dos equipamentos, através do seu uso adequado);
- Aplicação de manutenção inadequada por pessoas não especializadas;
- Quase nenhuma participação efetiva das prefeituras municipais.

A tabela 3.27 apresenta a atual situação dos sistemas híbridos, incluindo informações de Sucuriçu.

Tabela 3.27 – Situação dos sistemas híbridos.

Sistema híbrido	Situação	Causa principal	Observações
Campinas	Operação parcial (Somente a geração diesel-elétrica)	Falta de manutenção	▪ Passivo de revitalização.
Joanes	Desativado	Falta de manutenção	▪ Sistema desativado no ano de 2005.
Praia Grande	Operação parcial (Somente a geração diesel-elétrica)	Falta de manutenção	▪ Passivo de revitalização. ▪ A mini-rede de distribuição foi seccionada em duas partes, as quais estão sendo energizada individualmente pelos grupos geradores a diesel de 6 kW.
Tamaruteua	Operação parcial (Somente a geração diesel-elétrica)	Falta de manutenção	▪ Em processo de revitalização e expansão.
Araras	Operando	-	-
São Tomé	Operando	-	▪ Expansão prevista para o ano de 2006.
Sucuriju	-	-	▪ Em processo de implantação (término para o ano de 2006).

CAPÍTULO 4

PROPOSIÇÃO DE MODELOS PARA SISTEMAS HÍBRIDOS DE ENERGIA

4.1 – Introdução

O presente capítulo propõe, diante dos sistemas híbridos regionais analisados nos capítulos anteriores, modelos de estratégias de operação, gestão e sustentabilidade, que podem tornar os referidos sistemas sustentáveis em bases técnico-econômico e social.

Para tal, as Seções 4.2 e 4.3 abordam como estudos de casos os sistemas híbridos das vilas de São Tomé e Tamaruteua, ambos no estado do Pará, por representarem bem e distintamente as características mais comuns das comunidades da Região Amazônica, a saber:

- São Tomé – comunidade localizada em área com potencial renovável razoável (solar e eólico) e não distante da rede de distribuição convencional; no entanto, sem perspectiva de ser atendida em curto a médio prazo¹² pela concessionária local (Grupo REDE/CELPA), dada a baixa demanda solicitada e, conseqüentemente, a atratividade econômica;
- Tamaruteua – comunidade localizada em área de difícil acesso (ilha, aproximadamente a 2 horas de barco de pequeno porte da sede municipal) que inviabiliza técnica e economicamente a extensão da rede por parte do Grupo REDE/CELPA; no entanto, detêm um bom potencial renovável para geração de eletricidade.

Ademais, como já apresentado, esses sistemas estão passando por um processo técnico de revitalização e expansão (caso do sistema de Tamaruteua) ou passarão em breve por expansão (caso do sistema de São Tomé); o que os credenciam a serem laboratórios dos modelos propostos.

Acredita-se que os modelos propostos podem ser estendidos para comunidades com características semelhantes às analisadas neste trabalho. Assim, modelos mais gerais são sugeridos na Seção 4.4.

¹² Diante do plano nacional de universalização do serviço de energia elétrica, a vila de São Tomé, município de Maracanã, deverá ser atendida até o ano de 2014 (prazo limite).

4.2 – Estudo de Caso I – Sistema Híbrido de São Tomé

A seguir são apresentadas as informações dos modelos propostos para o primeiro estudo de caso (sistema híbrido fotovoltaico-eólico-diesel da vila de São Tomé).

4.2.1 – Modelo de Estratégia de Operação

4.2.1.1 – Contextualização

Como já apresentado no Capítulo 3 (Seção 3.4), a demanda da vila é preferencialmente suprida de forma direta pela geração renovável, a qual também carrega um banco de baterias com o excedente da produção. Caso se verifique um período de falta ou insuficiência dessa geração e/ou ainda o nível de carga das baterias esteja baixo, tal subsistema de geração é desconectado manualmente, para em seguida ser acionada a unidade de geração diesel-elétrica.

A estratégia de operação supracitada é bastante simples, todavia possui pontos fracos, dentre os quais configura-se como o crucial a necessidade efetiva de uma pessoa (operador) disponível para execução da comutação do subsistema de geração renovável para o não renovável, e vice versa, quando os níveis de geração renovável se estabilizarem novamente.

Outro ponto fraco que merece destaque é o processo acelerado de descarregamento do banco de baterias no período de demanda máxima (período noturno), devido à sua pequena¹³ capacidade e à baixa capacidade de reposição de energia proveniente, nesse período, unicamente da fonte renovável eólica. Todavia, a demanda média da vila encontra-se atualmente em torno de 1/3 da capacidade de geração do gerador a diesel, o que sinaliza a possibilidade do mesmo também ser empregado para o carregamento do banco de baterias via retificação, com respectivo aumento de consumo de óleo diesel, mas com um melhor rendimento dessa unidade de geração (grupo gerador a diesel), pois a mesma operará em um estado de carregamento mais próximo de sua potência nominal no período de maior demanda (maior consumo de óleo diesel).

Neste contexto, procurando não fugir ao principal objetivo do hibridismo das fontes primárias de geração com a implantação do sistema e, conseqüentemente, de sua atual estratégia de operação, propõe-se o modelo a seguir.

¹³ A opção por bancos de baterias de pequena capacidade dá-se pelo alto custo de aquisição e manutenção (há necessidade de substituição das baterias em curtos períodos de tempo, dependendo do tipo e do modo de utilização) desse tipo de sistema de armazenamento.

4.2.1.2 – Proposição do Modelo

A demanda da vila é ainda preferencialmente suprida pela geração do subsistema renovável, com o armazenamento feito em um banco de baterias. Este último, nessa nova estratégia, também será abastecido pela geração diesel-elétrica, quando acionada, através de uma unidade de retificação (retificador). Isso possibilitará uma maior eficiência do grupo gerador a diesel, dadas as circunstâncias já mencionadas.

Uma outra ação nova do modelo de estratégia atuará sobre a comutação das fontes. A ação aqui proposta prevê a realização da comutação de forma automática, por um sistema de controle local, cujos parâmetros para execução da referida ação de comutação serão:

- O nível de tensão do banco de baterias;
- A demanda da vila;
- A disponibilidade de óleo diesel no tanque do grupo gerador¹⁴.

A figura 4.1 mostra, em diagrama de blocos, a adição dos equipamentos para implementação da estratégia de operação proposta.

¹⁴ Essa disponibilidade está condicionada em se ter uma boa reserva de combustível para operação do sistema. É importante mencionar ainda a necessidade de uma pessoa para o abastecimento do tanque de diesel; todavia, um sistema de armazenamento de combustível adaptado e de maior capacidade pode ser implementado, reduzindo assim a necessidade do reabastecimento em curto período de tempo.

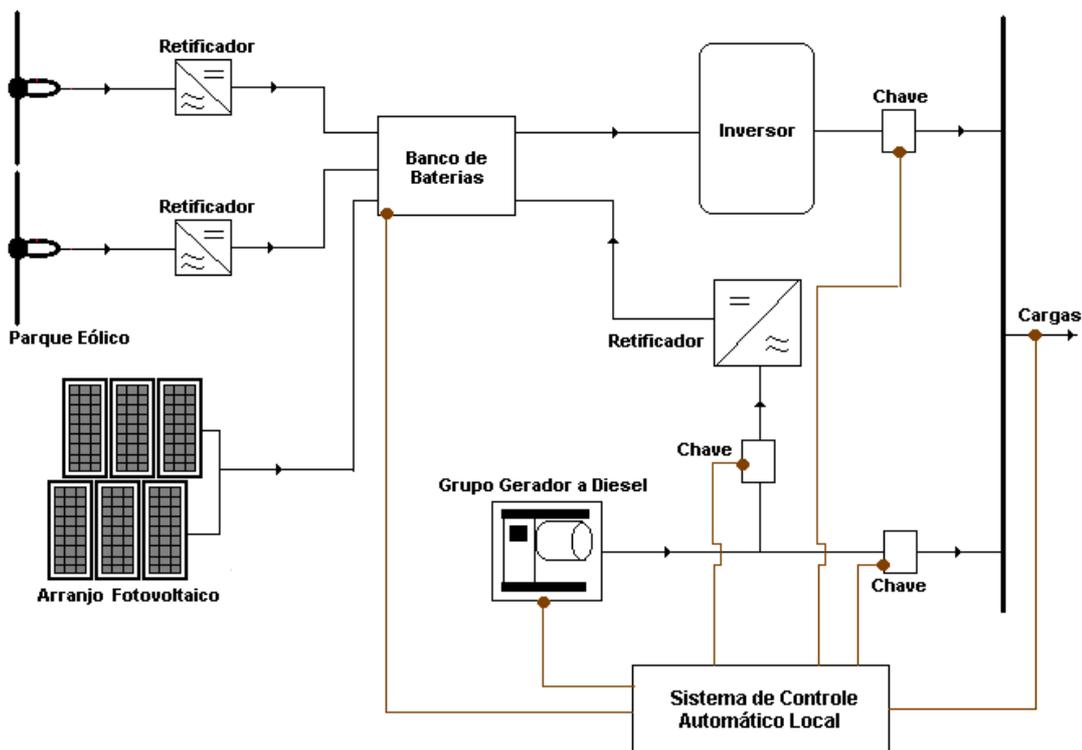


Figura 4.1 – Diagrama de blocos do sistema híbrido de São Tomé (expansão) com adição dos equipamentos para a estratégia de operação proposta.

O processo de comutação proveniente das situações de operação factíveis de ocorrer, como por exemplo, na situação de baixa carga do banco de baterias (tensão inferior à mínima estabelecida), deverá ser realizado sem a descontinuidade do serviço, a fim de evitar transtornos aos consumidores. Na situação descrita anteriormente, o sistema de controle automático, percebendo que o nível de tensão aproxima-se do mínimo valor pré-estabelecido, acionaria o grupo gerador e, em seguida, atuando sobre as chaves (figura 4.1), comutaria os subsistemas de geração.

O sistema de controle automático ainda será responsável pelo acionamento ou desligamento do sistema híbrido, dependendo da disponibilidade do combustível, seja ele renovável ou não, e da demanda solicitada.

A possibilidade da comutação manual ainda será disponível, para o caso de falha do sistema de controle automático.

O acompanhamento do valor da potência demandada pela vila é importante, pois, através deste, pode-se determinar o melhor momento (geralmente o período noturno) para a entrada da geração diesel-elétrica (grupo gerador a diesel). Dessa forma, o mesmo trabalhará com seu melhor rendimento, otimizando a operação do sistema híbrido, uma vez que, nesse

período, a geração renovável trabalharia junto com o próprio diesel para carregar o banco de baterias, cuja energia seria utilizada posteriormente em situações de demanda pequena.

4.2.2 – Modelo de Gestão e Sustentabilidade

4.2.2.1 – Contextualização

Atualmente, a gestão em uso no sistema híbrido da vila de São Tomé é realizada pela comunidade local por intermédio de dois moradores, escolhidos pela própria comunidade e que se mostraram bastantes interessados em contribuir com o referido trabalho e assimilar novos conhecimentos.

Esses dois moradores, que operam o sistema, foram capacitados pelo agente executor da implantação do sistema híbrido (GEDAE/UFPA), para comutar o subsistema de geração renovável para o diesel-elétrico e vice versa; abastecer com combustível o grupo gerador a diesel; entrar em contato com o GEDAE/UFPA em caso de falta grave, ou qualquer outro serviço que necessite do apoio ou de mediação.

Os operadores também são os responsáveis por efetuar a troca e a venda dos cartões de energia (um cartão de 30 kWh ao preço de R\$ 12,00¹⁵) do sistema de pré-pagamento de energia. A arrecadação oriunda da venda dos cartões remunera os operadores, R\$ 1,00 por cartão vendido para cada um, e o restante é destinado à operação/manutenção do subsistema diesel-elétrico (compra de óleo diesel, óleo lubrificante, filtro de ar, etc.).

O GEDAE/UFPA auxilia na gestão do sistema através de viagens mensais à comunidade para verificar o desempenho dos equipamentos tanto de geração, condicionamento de potência e armazenamento do sistema híbrido, como também dos equipamentos do sistema pré-pago localizados nas próprias unidades consumidoras (figura 3.45). Nessas viagens, o GEDAE/UFPA, abastece, quando necessário, os operadores com novos cartões de energia com créditos e resgata os já utilizados, para nova carga. Além disso, coleta ainda os dados da estação meteorológica, para o tratamento adequado, que servem de base para um estudo sobre a geração do sistema renovável.

O papel da Prefeitura Municipal de Maracanã na gestão, no princípio do funcionamento do sistema híbrido, restringia-se em disponibilizar 200 L/mês de óleo diesel à

¹⁵ Este valor de tarifa foi definido com base na tarifa aplicada pelo Grupo REDE/CELPA em Belém (aproximadamente R\$ 0,40/kWh), e equivale a cerca da metade dos gastos com energéticos para geração de eletricidade (R\$ 22,00) outrora utilizados.

comunidade, para operação do sistema diesel-elétrico, o que foi suspenso com a mudança da administração ocorrida no ano de 2005.

Além disso, existem hoje promessas da Prefeitura Municipal de se levar energia da rede de distribuição convencional¹⁶ à vila, o que criou uma relutância em alguns moradores locais com relação à efetivação da expansão da geração renovável. Isso porque eles acreditam que, com a implementação da expansão, a opção de extensão de rede para um atendimento mais “confiável” das necessidades básicas de eletricidade da vila nunca será realizada.

Problemas operacionais técnicos¹⁷ com os medidores de energia do sistema de pré-pagamento, bem como na geração dos créditos¹⁸, fez com que fosse desabilitado temporariamente o sistema pré-pago até a solução dos mesmos, o que atualmente encontra-se em negociação com os desenvolvedores do projeto de tal sistema.

Como alternativa para arrecadação, colocou-se em prática a cobrança de taxas mensais (R\$ 10,00 residências sem motores elétricos, R\$ 15,00 residências com motores elétricos) por unidade consumidora. Essa alternativa partiu da própria comunidade.

Em um estudo recente, realizado na vila de São Tomé por sociólogos contratados pela PETROBRAS, cujo objetivo centrou-se na avaliação da viabilidade de sustentabilidade do sistema de eletrificação, verificou-se também um certo conflito de interesses internos partindo de grupos distintos (grupo próximo do sistema de geração – moradores mais antigos, sendo na maioria composta por pescadores e católicos, e grupo mais afastado do sistema de geração – moradores mais novos, sendo na maioria composta por agricultores e evangélicos), o que, de certa forma, prejudica o principal objetivo da implantação do sistema híbrido, que é o atendimento coletivo das necessidades básicas dos moradores locais.

Esse fato é visível na atuação dos próprios operadores atuais do sistema, que por fazerem parte do grupo concentrado mais próximo ao sistema de geração, demoravam a informar aos moradores membros do grupo mais distante a respeito da arrecadação (prestação de contas), ou de qualquer outra questão referente à operação do sistema híbrido.

Há que se destacar a transparência e imparcialidade da escolha dos atuais operadores mediada pelo GEDAE/UFPA; a falta de participação, de operadores pertencentes ao grupo

¹⁶ A rede de distribuição convencional em 13,8 kV encontra-se a cerca de 6 km da vila de São Tomé.

¹⁷ A maioria dos medidores apresentou excesso ou déficit de créditos. Além disso, alguns não conseguiam se comunicar com os gerenciadores.

¹⁸ O software destinado para tal começou a apresentar falhas na geração de créditos, inutilizando alguns cartões.

mais afastado do centro da vila, tornando o corpo de operadores mais representativo, deu-se pela própria falta de iniciativa dos mesmos.

Diante do exposto, e considerando-se as condições atuais, o sistema híbrido fotovoltaico-eólico-diesel de São Tomé, dificilmente será sustentável após a retirada do auxílio do agente executor da implantação e do aporte de recursos do financiador.

Apesar do bom grau de envolvimento da comunidade local e da cobrança pelo uso da energia ser condizente com o consumo, isto é, paga-se pelo serviço, quando o sistema de pré-pagamento for restabelecido, não se pode garantir a sustentabilidade do sistema, visto que, como exposto no Capítulo 3, Seção 3.5, os recursos arrecadados não suprem os custos de operação e manutenção do sistema diesel-elétrico, tão pouco do sistema híbrido em si.

4.2.2.2 – Proposição do Modelo

Analisando-se criteriosamente os principais problemas identificados no modelo de gestão atual, para que o sistema híbrido implantado na vila de São Tomé, cujo projeto de expansão está em vias de se contratado junto à PETROBRAS e iniciado ainda este ano (2006), seja sustentável, é necessário de imediato a concepção de uma comissão gestora composta por membros da comunidade necessariamente de preferências religiosas e faixas etárias distintas, gênero e tempo de residência diferentes, de modo a tornar bem representativo esse grupo gestor.

Um representante da administração pública, neste caso da Prefeitura Municipal de Maracanã, deverá também compor permanentemente a comissão gestora. Outros membros, representados por especialistas dos agentes externos, executor (GEDAE/UFPA) e financiador (PETROBRAS) do projeto, farão parte da comissão temporariamente. Este último será responsável por fornecer o aporte financeiro durante a expansão do sistema e o GEDAE/UFPA terá como principal papel esclarecer as limitações de geração do tipo de sistema de eletrificação implantado e educar a comunidade quanto ao uso racional da energia elétrica disponibilizada.

Além disso, os especialistas do GEDAE/UFPA terão de trabalhar na capacitação da comissão gestora. Tal capacitação deverá ser intensa, especialmente com os operadores, pois no momento que eles assimilarem e difundam como se utilizar e manter o sistema híbrido, respeitando sua limitação e otimizando seu uso, bem como ainda sejam capazes de realizar manutenção preventiva, ampliar-se-á o horizonte para uma efetiva sustentabilidade do

sistema, permitindo assim a melhoria da qualidade de vida da coletividade com o bom uso da eletricidade.

A fiscalização periódica, técnica e econômica, do sistema deve ser também papel de ambos os agentes supracitados.

A comissão gestora, em si, terá de propor, discutir e definir planos estratégicos¹⁹, o valor da tarifa²⁰ pelo serviço, de modo a equilibrar a capacidade de reembolso dos usuários, e o custo real da energia; os tipos de setores com prioridades na utilização do serviço (e.g. setor público, residencial, produtivo, etc.), além das prioridades com relação às atividades geradoras de renda.

Para a vila de São Tomé, por ser uma comunidade que tem a pesca como principal fonte de renda, seguida da agricultura, uma pequena fábrica de gelo e um frigorífico para armazenamento do pescado, ou de polpas de frutas, são consideradas pelo GEDAE/UFPA como boas propostas e que podem ser implementadas para o aumento da renda com o serviço de eletricidade.

A presença de representantes da administração municipal na comissão gestora comprometerá devidamente essa instituição com o projeto, podendo a mesma, além de auxiliar nas tomadas de decisões quanto à forma de utilização da energia do sistema híbrido, atuar também na parte social, através da integração dos moradores da comunidade em projetos sociais municipais, ou até mesmo em projetos estaduais e federais (Fome Zero, Bolsa Escola, etc.) com a mesma filosofia, dado o seu maior poder de barganha com essas escalas da administração pública.

Ainda com relação à comissão gestora, é fundamental sua personificação jurídica, o que facilitará a desenvolvimento de parcerias com Organizações Não Governamentais (ONGs) e órgãos nacionais desenvolvedores de negócios, como o Serviço Brasileiro de Apoio às Micro e Pequenas Empresas (SEBRAE), por exemplo, que através de sua regional já

¹⁹ *Esses planos devem ser norteados por cronogramas e objetivos factíveis de serem alcançados pela comunidade.*

²⁰ *É importante que o valor da tarifa enquadre-se na legislação que venha a regulamentar esse tipo de serviço. Atualmente, não se tem uma legislação específica que regulamente o uso e a comercialização de energia elétrica em localidades isoladas, atendidas por sistemas renováveis através de mini-redes de distribuição. Com relação à forma de tarifação do consumo de energia, o sistema de pré-pagamento, onde o consumidor adquire cartões com créditos de energia (kWh) em um ponto de venda na própria comunidade, através de um morador local habilitado e credenciado pela comissão gestora, é ainda considerado como a forma mais justa, pois o consumidor paga por aquilo que consome, e atrativa, dadas as vantagens mencionadas no Capítulo 3. Assim, a revitalização desse sistema faz-se necessária também para que possa contribuir na sustentabilidade do sistema híbrido.*

promoveu pesquisas nesse campo na vila de São Tomé, em parceria com o GEDAE/UFPA, mostrando-se interessado em desenvolver projetos correlacionados.

Estes tipos de parcerias poderão indicar qual a melhor atividade econômica a ser desenvolvida na comunidade, ou proporcionar suporte técnico adequado às em desenvolvimento. Isso é um ponto importante para a sustentabilidade do sistema, pois auxiliará a captação de recursos financeiros necessários ao crescimento socioeconômico dos moradores locais.

Finalmente, prevendo a retirada do agente financiador do projeto, dada sua limitação de permanência, é fundamental que seja definido o responsável legal do sistema. Tal escolha deve ficar entre a comunidade, que no atual estágio alcançado já deverá se sentir proprietária dos equipamentos do sistema, cuidando com zelo dos mesmos, através da estrutura jurídica própria criada, e a concessionária local, ou ainda através de um outro agente independente que atue no ramo de prestação de serviços de eletricidade.

É fato que a inexistência de um responsável legal poderá provocar em um futuro breve o insucesso do sistema e, conseqüentemente, do modelo proposto.

A tabela 4.1 mostra, em resumo, o papel individual e coletivo de cada agente envolvido no modelo de gestão e sustentabilidade proposto para o sistema híbrido da vila de São Tomé.

Tabela 4.1 – Papel de cada agente no modelo de gestão e sustentabilidade – São Tomé.

Agentes			
Comunidade	Instituições governamentais	Executor	Financiador
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Fornecer mão-de-obra não qualificada para o processo de expansão. ▪ Usar de forma adequada a energia elétrica. ▪ Comprometer-se em pagar pelo serviço. ▪ Zelar pelos equipamentos do sistema. ▪ Criar uma associação legalmente constituída. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Prestar auxílio à comissão gestora¹. ▪ Envolver os moradores locais em projetos sociais². ▪ Subsidiar parte dos gastos da operação do sistema³. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Esclarecer as limitações de geração do sistema híbrido. ▪ Educar a comunidade quanto ao uso racional da energia elétrica disponibilizada. ▪ Capacitar os membros da comissão gestora. ▪ Envolver a comunidade no processo de expansão do sistema (Dar preferência à utilização da mão-de-obra não qualificada local). ▪ Atender as unidades consumidoras desabastecidas. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Dar aporte financeiro para expansão, monitoração e operação do sistema.
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Definir a tarifa pela prestação do serviço de eletricidade. ▪ Definir as prioridades para utilização da energia e geração de renda. ▪ Ofertar novos serviços públicos tais como: iluminação pública, tratamento de água, entre outros. ▪ Estabelecer parcerias para o fomento de negócios. ▪ Definir o responsável legal pelo sistema. 			

¹ Prefeitura Municipal de Maracanã.

² Administração municipal, estadual, federal.

³ Um forma de subsidio seria a extensão do uso da CCC a esse tipo de sistema de eletrificação, por parte da administração federal, ou a doação de certa quantidade de óleo diesel ao sistema, prática comum das prefeituras municipais.

4.3 – Estudo de Caso II – Sistema Híbrido de Tamaruteua

A seguir são apresentadas as informações dos modelos propostos para o segundo estudo de caso (sistema híbrido fotovoltaico-eólico-diesel da vila de Tamaruteua).

4.3.1 – Modelo de Estratégia de Operação

4.3.1.1 – Contextualização

Como já apresentado no Capítulo 3 (Seção 3.4), a demanda da vila é preferencialmente suprida pela geração renovável, a qual também carrega o banco de baterias com o excedente de produção (figura 2.14). Caso se verifique um período de falta ou insuficiência dessa geração e/ou ainda o nível de carga do banco de baterias esteja no limiar da profundidade de

descarga pré-estabelecido ($P_D = 30\%$), tal subsistema de geração é desconectado manualmente, para em seguida ser acionado o sistema de *backup* (grupo gerador a diesel).

Tal tipo de estratégia de operação, como comentado é bastante simples; todavia, possui pontos fracos análogos aos identificados no sistema da vila de São Tomé, dentre os quais destacam-se:

- A necessidade efetiva de um operador hábil para execução da comutação dos subsistemas de geração.
- Processo acelerado de descarregamento do banco de baterias no período de demanda máxima (período noturno), devido ao seu tamanho pequeno e à baixa capacidade de reposição de energia proveniente do subsistema de geração eólica nesse período.

Buscando otimizar o modo de operação do sistema, sem que para isso se desvie do principal objetivo da implantação do sistema híbrido, que é suprimento da vila com energia de qualidade e economia do óleo diesel, propõe-se um novo modelo de estratégia de operação.

4.3.1.2 – Proposição do Modelo

A demanda da vila é preferencialmente suprida pela geração do subsistema renovável, com o armazenamento feito pelo banco de baterias. Este último nesse modelo proposto será também abastecido pela geração não renovável, quando acionado o grupo gerador a diesel, através de um retificador. Espera-se que tal ação de estratégia maximize a eficiência do grupo gerador, pois o mesmo trabalhará com um nível de carregamento próximo de sua potência nominal.

Outra ação de estratégia idealizada atuará sobre a execução da comutação do subsistema de geração renovável para o não renovável, e vice versa. A ação aqui proposta, constitui-se na realização do chaveamento entre as fontes de forma automática, por um sistema de controle local, cujos parâmetros para execução são os mesmos de São Tomé.

O sistema de controle automático ainda será responsável pelo acionamento ou desligamento do sistema híbrido, dependendo da disponibilidade do combustível, seja ele renovável ou não, e da demanda solicitada. Em caso de falha desse controle, o acionamento/comutação manual ainda será disponível.

A figura 4.2 mostra, em diagrama de blocos, a adição dos equipamentos para implementação da estratégia de operação proposta.

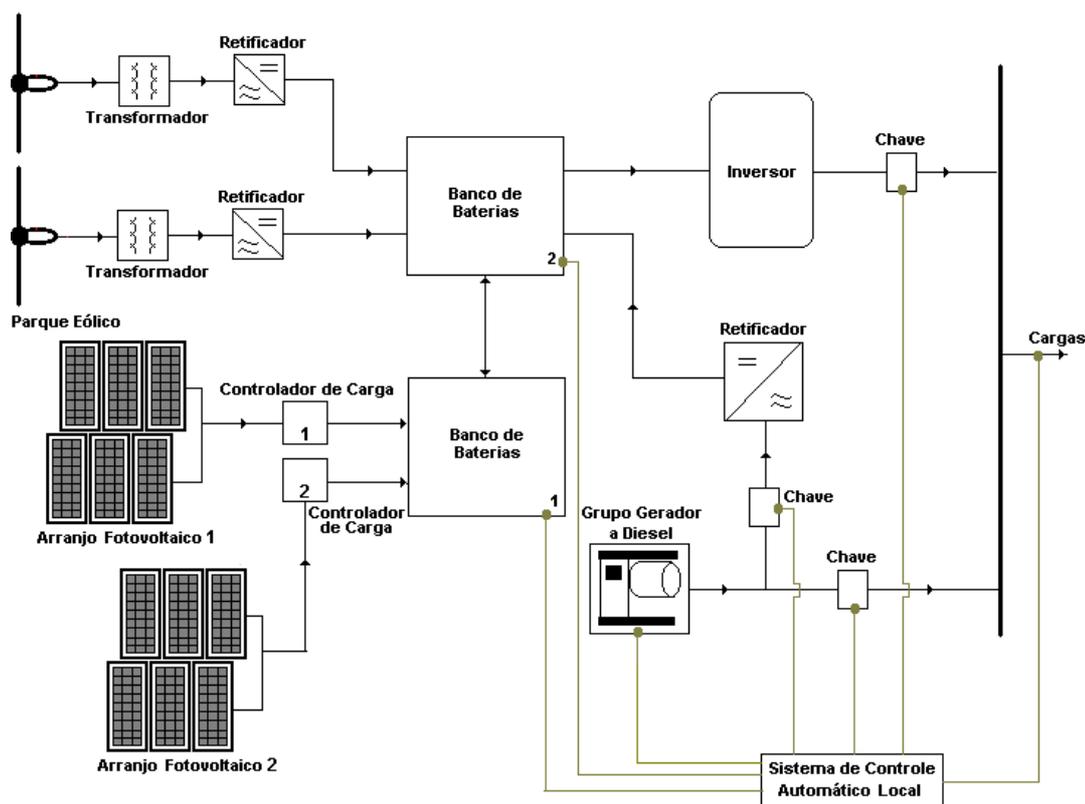


Figura 4.2 – Diagrama de blocos do sistema híbrido de Tamaruteua (revitalização/expansão), com adição dos equipamentos para a estratégia de operação proposta.

A importância do acompanhamento do valor da potência demandada da vila, dá-se devido à carga instalada da vila ser cerca de 50%²¹ superior à capacidade do inversor de tensão. Portanto, uma situação plausível de ocorrer seria a verificação de um nível de tensão do banco de baterias superior ao mínimo estabelecido para o atendimento, porém a capacidade do inversor não ser suficiente para suprir a potência solicitada.

Nessa situação, o sistema de controle automático, percebendo que a demanda aproxima-se do máximo valor da capacidade do inversor, acionaria o grupo gerador a diesel e, em seguida, comutaria os subsistemas de geração. É importante dizer que esse processo de comutação proveniente da situação anterior, bem como das demais possíveis situações de operação, deverá ser realizado sem a descontinuidade do serviço.

²¹ A carga instalada, segundo levantamento do GEDAE/UFPA, é de cerca de 27 kW.

4.3.2 – Modelo de Gestão e Sustentabilidade

4.3.2.1 – Contextualização

No período de aproximadamente 4 anos (1999 a 2002), a gestão em uso no sistema híbrido da vila de Tamaruteua restringia-se em ter sua parte administrativa feita pela comunidade local, a qual encarregava dois moradores de executar a operação do sistema. Esses operadores foram capacitados pelo agente executor do projeto, o GEDAE/UFPA²².

Com relação à gestão econômica, a comunidade empregava um modelo inadequado, através de uma tarifação que consistia na cobrança de uma taxa mensal de R\$ 5,00²³ por unidade consumidora.

A referida taxa só era destinada à compra do óleo diesel (não havia recursos previstos para a manutenção do sistema), o que garantia um fornecimento de energia elétrica por parte do subsistema de geração diesel-elétrica de algumas horas diárias. Pela arrecadação ser bastante baixa (cerca de 320,00 R\$/mês), ela era insuficiente para a compra do combustível para abastecer a vila nos piores meses de geração renovável, privando assim a comunidade de um serviço de eletricidade com um número maior de horas, ou contínuo, durante vários dias nesse período.

Uma alternativa definida pela própria comunidade, objetivando a redução desse problema, foi a cobrança de taxas extras para aquisição de óleo diesel, o que trouxe inúmeros conflitos internos, pois havia casos de moradores que não dispunham da quantia necessária para contribuir naquele momento, enquanto que os que contribuía queriam a suspensão do fornecimento dos inadimplentes. Essa situação vivida na vila mostra o quanto má organizada e não unida encontra-se a comunidade de Tamaruteua.

Ademais, aliado à falta de organização da comunidade, está o fato da Prefeitura Municipal de Marapanim também não ter participado regulamente na gestão do sistema.

Tais fatores conduziram o sistema híbrido da vila de Tamaruteua ao insucesso prematuro, pois, na primeira necessidade de substituição de equipamentos, em fevereiro de 2002, com a queima de um inversor de tensão, provocada por uma descarga atmosférica, não

²² Tal agente externo também auxiliava na gestão do sistema através de viagens periódicas à comunidade para verificar o desempenho dos equipamentos de geração ou prestar manutenção preventiva nos mesmos.

²³ Valor de tarifa definido em comum acordo pela comunidade.

houve fundos para o pagamento devido, sem falar que a administração municipal de Marapanim também não fez esforço algum em cobrir tal dispêndio.

Conseqüentemente, o sistema ficou parcialmente inoperante desde então, sendo atualmente o subsistema diesel-elétrico o único responsável por suprir as necessidades básicas de eletricidade da vila, o que é feito com baixa qualidade e em um curto período de tempo, geralmente 4 h/dia.

4.3.2.2 – Proposição do Modelo

Analisando-se os problemas identificados anteriormente no modelo de gestão utilizado, já era de se esperar que o sistema fosse insustentável.

Para que o sistema híbrido implantado na vila de Tamaruteua, cujo projeto de revitalização e expansão está em andamento com aporte financeiro do Governo Federal²⁴, através do edital MME/CT-ENERG/CNPq - 03/2003, torne-se sustentável é necessário obter um maior engajamento da comunidade e da administração municipal para que em conjunto, promovam a agregação de renda e, conseqüentemente, a melhoria de vida dos moradores locais com o benefício do serviço de eletricidade.

Para isso, propõe-se, de forma análoga a São Tomé, a criação de uma comissão gestora composta por membros de diferentes setores da comunidade e por um representante da administração pública, neste caso, da Prefeitura Municipal de Marapanim. Outros membros, representados por especialistas provenientes dos agentes externos, como o executor (GEDAE/UFPA) e o financiador (Governo Federal) do projeto, deverão também fazer parte da comissão, porém, temporariamente.

Um papel do GEDAE/UFPA será capacitar a comissão gestora e outro comum a ambos agentes externos, será o acompanhamento e a fiscalização periódica do sistema, tendo como produto a concepção de relatórios, que servirão de indicadores para a melhoria e o avanço do modelo de gestão.

Uma vez constituída a comissão gestora, a mesma terá o papel de definir planos estratégicos, o valor da tarifa e as atividades geradoras de renda, associadas ao serviço de eletricidade.

²⁴ A implantação do sistema, conforme já mencionado no Capítulo 2, foi também financiada pelo Governo Federal, através do PTU.

Com relação à forma de tarifação do consumo de energia, um sistema de pré-pagamento semelhante ao de São Tomé, porém utilizando tecnologia importada (figura 4.3), será implantada na vila. Com isso, os consumidores irão adquirir cartões com créditos de energia (kWh) em um ponto de venda, na própria comunidade, através de um morador local habilitado e credenciado pela comissão gestora.

A opção por esse tipo de tarifação dá-se por ser a forma mais justa, pois, o consumidor paga por aquilo que consome, e atrativa, dadas suas vantagens mencionadas anteriormente.



Figura 4.3 – Alguns componentes do sistema pré-pago da vila de Tamaruteua.

Ainda com relação à comissão gestora, é fundamental sua personificação jurídica, o que facilitará a composição de parcerias com instituições de desenvolvimento de negócios, como o SEBRAE/PA, por exemplo, que, atuando como parceira do projeto em andamento (revitalização e expansão), já vem capacitando os moradores locais através de cursos de gestão organizacional e empreendedorismo.

A parceria com o SEBRAE/PA e outras instituições poderão indicar qual a melhor atividade econômica a ser desenvolvida na comunidade, ou proporcionar suporte técnico e adequado às em desenvolvimento²⁵. Isso é um ponto importante para a sustentabilidade do sistema, pois auxiliará a captação de recursos financeiros necessários ao crescimento socioeconômico dos moradores locais.

²⁵ Uma pequena fábrica de gelo e um frigorífico para armazenamento do pescado, a exemplo de São Tomé, são consideradas boas alternativas de negócios, que podem se implementadas para agregar e incrementar a renda da comunidade, com o serviço de eletricidade ampliado.

Prevendo a retirada do agente financiador do projeto, dada sua limitação de permanência, é fundamental que seja definido o responsável legal do sistema. Tal escolha deve ficar entre a comunidade de Tamaruteua, o Grupo REDE/CELPA, ou ainda um outro agente independente que atue no ramo de prestação de serviços de eletricidade. A inexistência desse responsável legal poderá provocar novamente em médio a longo prazo a falência funcional do modelo de gestão proposto para o sistema.

As principais funções de cada agente envolvido no modelo de gestão e sustentabilidade proposto para o sistema híbrido da vila de Tamaruteua estão resumidas na tabela 4.2.

Tabela 4.2 – Papel de cada agente no modelo de gestão e sustentabilidade – Tamaruteua.

Agentes			
Comunidade	Instituições governamentais	Executor	Financiador
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Participar do processo de revitalização e expansão, com o fornecimento de mão-de-obra não qualificada. ▪ Usar de forma adequada a energia elétrica. ▪ Compromete-se em pagar pelo serviço. ▪ Zelar pelos equipamentos do sistema. ▪ Criar uma associação legalmente constituída. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Prestar auxílio à comissão gestora¹. ▪ Envolver os moradores locais em projetos sociais². ▪ Subsidiar parte dos gastos da operação do sistema³. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Esclarecer as limitações de geração do sistema híbrido. ▪ Educar a comunidade quanto ao uso racional da energia elétrica disponibilizada. ▪ Disseminar a tecnologia do sistema de pré-pagamento. ▪ Capacitar os membros da comissão gestora. ▪ Envolver a comunidade no processo de expansão do sistema (Dar preferência à utilização da mão-de-obra não qualificada local). ▪ Atender às unidades consumidoras desabastecidas. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Dar aporte financeiro para revitalização, expansão, monitoração e operação do sistema.
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Definir a tarifa pela prestação do serviço de eletricidade. ▪ Definir as prioridades para utilização da energia e geração de renda. ▪ Ofertar novos serviços públicos tais como: iluminação pública, tratamento de água, entre outros. ▪ Estabelecer parcerias para o fomento de negócios. ▪ Definir o responsável legal pelo sistema. 			

¹ Prefeitura Municipal de Marapanim.

² Administração pública municipal, estadual, federal.

³ Um forma de subsidio seria a extensão do uso da CCC a esse tipo de sistema de eletrificação, por parte da administração federal, ou a doação de certa quantidade de óleo diesel ao sistema, prática muito comum das prefeituras municipais.

4.4 – Generalização dos Modelos Propostos

Considerando os estudos de casos precedentes, é possível generalizar os modelos propostos, de modo a viabilizarem a otimização da operação, a sua sustentabilidade, e que possam ser replicados para outros sistemas híbridos regionais e/ou projetos futuros, com características semelhantes.

Desta forma, na tabela 4.3 são reunidas as principais ações balizadoras de outras que deverão ser desenvolvidas com a implementação dos modelos.

Tabela 4.3 – Modelos propostos – Generalização.

Estratégia de operação	Gestão e Sustentabilidade
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Preferência ao atendimento com a geração das fontes renováveis. ▪ Automatização da operação do sistema. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Envolvimento da comunidade no processo de implantação, revitalização ou expansão do sistema híbrido. ▪ Criação e legalização de uma comissão gestora, cujos representantes são moradores da comunidade, técnicos especialistas dos agentes externos, como o executor e o financiador, e da administração pública. ▪ Definição dos planos estratégicos para a atividade geradora de renda e, portanto, para a sustentabilidade. ▪ Captação de recursos através de ações de negócios agregadas ao projeto de eletrificação. ▪ Estabelecimento de parcerias com instituições de desenvolvimento de negócio. ▪ Definição da forma de tarifação adequada e justa. ▪ Acompanhamento e fiscalização do sistema de eletrificação. ▪ Definição do responsável legal.

Algumas ações apresentadas na tabela 4.3 podem ser tomadas pelas distribuidoras de energia elétrica regionais (concessionárias, produtores independentes, etc.) que já possuem, ou pretendem ter,²⁶ em seu pátio de operação os sistemas de eletrificação do tipo híbrido.

Exemplos dessas ações são: a definição de planos estratégicos e o estabelecimento de parcerias com desenvolvedores de negócio, para geração e ampliação de renda dos moradores locais, atrelada com o benefício do serviço de eletricidade. Como resultado, as distribuidoras terão a garantia aumentada do reembolso pelo serviço, além de promover a integração social da comunidade. Outras ações, ligadas à parte técnico-operacional dos sistemas, seriam a

²⁶ Dado o processo de universalização do serviço de eletricidade, em muitas áreas remotas a implantação dos sistemas híbridos mostra-se como a alternativa mais viável.

automação da operação e adoção do sistema de pré-pagamento pelo serviço. Tais ações reduziriam significativamente as despesas operacionais dos sistemas.

Salienta-se que as demais ações poderiam também ser aplicadas para a melhoria dos modelos das distribuidoras. Todavia, as mesmas precisariam ser adaptadas aos interesses dessas empresas.

CONCLUSÃO

Comentários Finais

O trabalho desenvolvido identificou os sistemas híbridos de energia implantados na Região Amazônica, analisando suas características tecnológicas, operacionais e de gestão, assim como espera contribuir com proposições de modelos que otimizem o seu modo de operação e garantam a sua sustentabilidade.

Como parte inicial deste trabalho, determinou-se o estado-da-arte dos sistemas híbridos, através de um levantamento bibliográfico amplo sobre esses sistemas de eletrificação, os quais combinam mais de uma fonte primária de energia a fim de gerar e distribuir a energia elétrica com qualidade.

O surgimento desses sistemas de eletrificação remonta à década de 1970 e visava apenas a economia do consumo do óleo diesel. Hoje, além da economia do óleo, há também a preocupação com a questão ambiental, sendo em muitos casos a única alternativa viável à eletrificação de áreas isoladas.

Dada a evolução e consolidação das tecnologias de geração fotovoltaica e eólica, os principais tipos de sistemas híbridos implantados ao redor do mundo são compostos pelas combinações dessas fontes renováveis com a diesel-elétrica. Comumente, tais sistemas incorporam módulos fotovoltaicos, aerogeradores e unidades geradoras a diesel (geração); baterias (armazenamento); inversores de tensão, retificadores e controladores de carga (condicionamento de potência).

Em geral, os sistemas estudados operam de forma isolada, isto é, não conectados à rede elétrica convencional, tendo como prioridade de uso os recursos renováveis e uma configuração do tipo chaveado. Com relação ao porte, classificação esta sugerida no Capítulo 1, destacam-se os sistemas de pequeno porte (faixa de potência entre 1 a 100 kW).

Dentre as vantagens da utilização desses sistemas, o aproveitamento dos recursos energéticos disponíveis localmente (geração descentralizada) e a alta flexibilidade (sistemas adaptáveis à demanda) merecem destaque. Por outro lado, como desvantagem marcante, tem-se ainda o investimento inicial bastante elevado.

Realizada a caracterização dos sistemas híbridos, foi apresentada a proposta deste trabalho propriamente dita, com início no Capítulo 2, com a identificação dos sistemas regionais.

O primeiro passo para tal consistiu na caracterização dos recursos energéticos utilizados pelos sistemas. A caracterização mostrou como principais fontes primárias de energia os recursos solar e eólico, devido aos bons índices de irradiância em toda a Região (média anual superior a 300 W/m^2) e de velocidade de ventos (média anual em torno de $7,5 \text{ m/s}$ a 50 m) na parte litorânea dos estados do Amapá, Pará e Maranhão e montanhosa de Roraima. No Pará, por exemplo, há registros de uma irradiância média anual de $478,82 \text{ W/m}^2$, na vila de Praia Grande, e de velocidade média anual de $7,96 \text{ m/s}$ a 30 m de altura, na vila de Ajuruteua.

Verificou-se ainda, como outra fonte primária de energia, a utilização de uma fonte não renovável de energia, neste caso o óleo diesel. Essa fonte é utilizada na grande maioria dos sistemas para garantir a continuidade do serviço ou, pelo menos, aumentar o número de horas de atendimento.

Esses recursos energéticos, aliados às necessidades do serviço de eletricidade das comunidades e de redução dos custos operacionais dos sistemas diesel-elétricos, bem como ao desenvolvimento de pesquisas nesse campo (sistemas híbridos), favoreceram a instalação de um sistema híbrido fotovoltaico-diesel na vila de Campinas/AM (1996); de quatro sistemas no estado do Pará, sendo um fotovoltaico-eólico, na vila de Joanes (1997), um eólico-diesel, na vila de Praia Grande (1998), e dois do tipo fotovoltaico-eólico-diesel nas vilas de Tamaruteua (1999) e São Tomé (2003); um sistema fotovoltaico-diesel na vila de Araras/RO; e um sistema fotovoltaico-eólico-diesel na vila de Sucuriçu/AP (com previsão de operação 2006).

Ao Capítulo 3 coube a análise dos sistemas híbridos regionais, o que permitiu uma melhor clareza sobre a natureza desses sistemas e, conseqüentemente, dos elementos que necessitam ser desenvolvidos e/ou melhorados.

Através dessa análise, pôde-se identificar os principais aspectos técnicos que devem ser seguidos para a seleção do local mais adequado para implantação dos sistemas (potencial das fontes de energia, acessibilidade do local, disponibilidade de área e óleo diesel), assim como as estratégias de operação utilizadas, que, em geral, mostram-se simples e bem semelhantes, visando à redução do consumo do diesel e, sobretudo, a uma prestação de serviço contínuo e de qualidade.

Com relação à caracterização do tipo de carga suprida, constatou-se que a mesma é constituída quase na totalidade por eletrodomésticos e iluminação (carga residencial). Esta última por sua vez tem grande parte do seu universo composto por lâmpadas incandescentes, inadequadas aos sistemas híbridos, em virtude da limitação de geração. Isso mostra o quanto é importante a aplicação de planos de conservação de energia, que podem ser implementados através de campanhas de conscientização do uso adequado da energia e/ou substituição das lâmpadas incandescentes por outras mais eficientes e econômicas, casos das fluorescentes compactas. Essas medidas já vêm sendo postas em prática nas vilas de São Tomé e Sucuriju, tornando-as referenciais para as demais.

Em termos da demanda, verificou-se um comportamento típico em todas as vilas, cuja demanda máxima ocorre ao anoitecer, com a entrada das cargas comumente usadas nesse período (lâmpadas e televisores), e a mínima durante a manhã, com o eventual uso dos eletrodomésticos.

Com relação ao desempenho operacional e econômico dos sistemas híbridos, pôde-se tomar como base as informações dos sistemas híbridos de São Tomé e Praia Grande. Essas informações, em síntese, mostram que os melhores meses de contribuição da geração renovável estão compreendidos no período pouco chuvoso da região, enquanto que os piores encontram-se no período mais chuvoso. A contribuição ainda é bastante reduzida, com o aumento da demanda.

É importante comentar a verificação da inexistência da complementariedade, ao longo do ano, das fontes de energia solar e eólica.

A análise econômica feita para vários cenários de demanda e operação dos sistemas híbridos de São Tomé e Praia Grande, mostrou o quanto é elevado o custo operacional de um sistema a diesel. Tais custos são reduzidos com a contribuição da geração renovável. Porém, considerando o balanço econômico, a redução não compensaria significativamente os custos operacionais dos sistemas híbridos em si (registros de déficits elevados). Uma forma de se encontrar um maior equilíbrio entre as despesas e receitas dos sistemas híbridos, como estudado, seria a aplicação do subsídio da CCC na conta do óleo diesel.

Salienta-se que, com ou sem subsídio, é de fundamental importância uma tarifação efetiva, adequada e justa pelo serviço prestado.

Ainda em relação à questão econômica, constatou-se o elevado custo do kWh gerado pelos sistemas híbridos, em comparação com a tarifa média cobrada na Região para o

atendimento convencional, ou do valor atribuído (taxas) pelas comunidades como reembolso pelo serviço.

Em termos da análise da qualidade de energia elétrica, identificou-se como principais problemas: as elevadas distorções harmônicas de corrente; o desbalanceamento de potência nas fases; os afundamentos e quedas de tensão; e a grande variação de frequência, quando o subsistema diesel-elétrico supre a demanda. Como ações mitigadoras, sugere-se: o controle do aumento da carga instalada; a redistribuição das unidades consumidoras pelas fases da rede de distribuição; a instalação de bancos de capacitores para elevação da tensão; e de um dispositivo de controle de tensão/frequência nos subsistemas diesel-elétricos.

Como principais impactos oriundos do comissionamento dos sistemas, foram observados: o aumento do número de moradores e famílias, o surgimento de novos estabelecimentos comerciais, a leve tendência de aumento da renda familiar, principalmente na faixa de 1 a 2 salários mínimos. Além disso, é importante destacar, no que se refere aos impactos ambientais, a insignificância dos mesmos.

Reportando à questão da gestão e sustentabilidade dos sistemas em estudo, identificaram-se dois modelos atualmente em uso: gestão convencional e gestão comunidade/prefeitura. Nesses modelos foram detectados alguns problemas sérios que levaram à falência operacional de alguns sistemas híbridos, casos de Joanes, Praia Grande e Tamaruteua. Dentre esses problemas, três merecem destaque: o primeiro refere-se à escassez de recursos financeiros captados, para eventuais manutenções nos sistemas; o segundo é essencialmente decorrente do primeiro, e refere-se à falta de manutenção preventiva e/ou aplicação de uma manutenção inadequada; o terceiro problema refere-se à falta de zelo com os equipamentos dos sistemas.

Diante da análise realizada sobre os sistemas híbridos regionais e visando à otimização da operação e a sustentabilidade desses sistemas, no Capítulo 4 foram propostos modelos de estratégias de operação e gestão. Para isso, tomaram-se os sistemas híbridos de São Tomé e Tamaruteua como estudos de casos, pois além de representarem bem as comunidades típicas da Amazônia, estão atualmente em processo de expansão e/ou revitalização.

Em resumo, mostrou-se que os modelos propostos para serem replicados em sistemas híbridos semelhantes deverão ter em seu escopo as seguintes ações: automatização da operação do sistema; criação e legalização de uma comissão gestora; parcerias com instituições de desenvolvimento de negócios; definição de atividades geradoras de renda

atreladas ao serviço de eletricidade; acompanhamento, fiscalização e definição do responsável legal pelo sistema.

Algumas das ações propostas neste trabalho podem ser tomadas como referência, ou até mesmo aplicadas nos sistemas híbridos pertencentes às distribuidoras de energia regionais.

Por fim, o trabalho cumpriu os objetivos propostos, contribuindo com um conhecimento mais amplo sobre a natureza dos sistemas híbridos regionais e, principalmente, contribuindo com proposições de ações que beneficiarão os sistemas híbridos já implantados ou os que serão desenvolvidos no futuro.

Sugestões para Trabalhos Futuros

A partir da experiência acumulada, propõem-se os seguintes temas para trabalhos futuros:

1. Implementar os modelos propostos e analisar os resultados obtidos;
2. Acompanhar as experiências obtidas da implementação dos modelos com uma análise econômica dos sistemas e das vilas;
3. Estender o estudo proposto aos sistemas híbridos espalhados em todo território nacional;
4. Adequar e propor novas ações e/ou modelos.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] McGowan, J. G. and Manwell, J. F. **Hybrid Wind/PV/Diesel System Experiences**. *Renewable Energy*, No. 16, pp. 928-933, 1999.
- [2] Nayar, C.V., Phillips, S. J., James, W. L., Prior, T. L. and Remmer, D. **Novel Wind/Diesel/Battery Hybrid Energy System**. *Solar Energy*, 51(1), pp 65-78, 1993.
- [3] Baring-Gould, E. I., Flowers, L., Lundsager, P., Mott, L., Shirazi, M. and Zimmermann, J. **Worldwide Status of Wind-Diesel Applications**. Windpower 2003, Austin, Texas, USA, 2003.
- [4] Quinlan, P. J. A. **Times Series of Modeling Hybrid Wind Photovoltaic Diesel Power Systems**. Master's Degree Thesis, University of Wisconsin, Madison, EUA, 1996.
- [5] Nelson, V. C., Foster, R. E., Clark, R. N. and Raubenheimer, D. **Wind Hybrid Systems Technology Characterization**. Technical Report, Southwest Technology Development Institute, New Mexico State University, May, 2002.
- [6] García, F. H. **Análise Experimental e Simulação de Sistemas Híbridos Eólico-Fotovoltaicos**. Tese de Doutorado, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, RS, 2004.
- [7] Barbosa, C. F. de O., Pinho, J. T., Pereira, E. J. da S., Galhardo, M. A. B., Vale, S. B. do e Maranhão, W. M. de A. **Situação da Geração Elétrica através de Sistemas Híbridos no Estado do Pará e Perspectivas frente à Universalização da Energia Elétrica**. Agrener GD 2004, Campinas, SP, 2004.
- [8] Kruangpradit, P. and Tayati, W. **Hybrid Renewable Energy System Development in Thailand**. WREC IV, Denver, EUA, 1996.

- [9] Muhida, R., Mostavan, A., Sujatmiko, W., Park, M. and Matsuura, K. **The 10 Years Operation of a PV-Micro-Hydro Hybrid System in Taratak, Indonesia.** *Solar Energy Materials & Solar Cells*, No. 67, pp. 621-627, 2001.
- [10] Agbossou, K., Chahine, R., Hamelin, J., Laurencelle, F., Anouar, A., St-Arnaud, J.-M. and Bose T. K. **Renewable Energy Systems Based on Hydrogen for Remote Applications.** *Journal of Power Sources*, pp. 168-172, 2001.
- [11] Khan, M. J. and Iqbal, M. T. **Pre-Feasibility Study of Stand-Alone Hybrid Energy Systems for Applications in Newfoundland.** *Renewable Energy*, No. 30, pp. 835-854, 2005.
- [12] Rüther, R., Schmid, A. L., Beyer, H., Montenegro, A. A. and Oliveira, S. H. F. **Cutting on Diesel, Boosting: The Potential of Hybrid Diesel/PV Systems in Existing Mini-Grids in the Brazilian Amazon.** 3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, Osaka, Japan, 2003.
- [13] Vale, S. B. do, Bezerra, U. H., Pinho, J. T. e Pereira, E. J. da S. **Estudo da Inserção de Célula a Combustível Integrada a Sistema Híbrido de Geração de Eletricidade Isolada.** Agrener GD 2004, Campinas, SP, 2004.
- [14] Hunter, R. and Elliot, G. **Wind-Diesel Systems – A Guide to the Technology and its Implementation.** Cambridge University Press, 1994.
- [15] Barbosa, C. F. de O., Pinho, J. T. and Vale, S. B. do. **Solar//Wind/Diesel Hybrid Power Systems for the Electrification of Isolated Communities in the Brazilian Amazon Region – Present State and Future Developments.** VI CLAGTEE, Mar del Plata, Argentina, 2005.
- [16] Wichert, B. **PV-Diesel Hybrid Energy Systems for Remote Área Power Generation – A Review of Current Practice and Future Developments.** *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. I, No.3, pp. 209-228,1997.

- [17] Feitosa, E., Pereira, A. and Rosas, P. **Increasing Wind Penetration on Fernando de Noronha Wind/Diesel System**. World Wind Energy Conference, Berlin, Alemanha, 2002.
- [18] **ELETROBRÁS**, acesso a sua página da internet em 06/12/2005. http://www.eletronbras.gov.br/pesquisa_infanto_juvenil/ft_energia_eolica.asp.
- [19] **CBEE – Centro Brasileiro de Energia Eólica**, acesso a sua página da internet em 06/12/2005. http://www.eolica.com.br/Noronha_75_ing.htm.
- [20] Rêgo, J. L. de C. **Definição, Montagem, Comissionamento e Monitoração de um Sistema Híbrido Eólico-Diesel para Geração de Eletricidade**. Trabalho de Conclusão de Curso, UFPA – Belém, PA, 1999.
- [21] Macedo, W. N. **Montagem, Comissionamento e Monitoração de um Sistema Híbrido Solar-Eólico-Diesel para Geração de Eletricidade**. Trabalho de Conclusão de Curso, UFPA – Belém, PA, 1999.
- [22] Barbosa, C. F. de O. **Montagem, Comissionamento e Telesupervisão de um Sistema Híbrido Solar-Eólico-Diesel para Geração de Eletricidade**. Trabalho de Conclusão de Curso, UFPA – Belém, PA, 2004.
- [23] Cunha, D. de J. **Análise da Viabilidade Técnico-Econômica de um Sistema de Geração Híbrido Eólico-Diesel para a Ilha de Algodual**. Dissertação de Mestrado, UFPA – Belém, PA, 1998.
- [24] Bezerra, U. H., Pinho, J. T., Cunha, D. de J. and Araújo, A. C. S. **Wind Data Analysis for the Design of a Hybrid Generation System at the Algodual Island – Brazil**. Annual Conference e Exhibition of the American Wind Energy Association – Windpower 1997, Austin – Texas, USA, 1997.
- [25] Vale, S. B. do. **Monitoração e Análise de um Sistema Híbrido Eólico-Diesel para Geração de Eletricidade**. Dissertação de Mestrado, UFPA – Belém, PA, 2000.

- [26] Beluco, A. **Bases para uma Metodologia de Dimensionamento de Aproveitamentos Híbridos Baseados em Energias Hidrelétricas e Fotovoltaica**. Tese de Doutorado, Porto Alegre, RS, 2001.
- [27] Blasques, L. C. M. **Estudo da Viabilidade Técnico-Econômica de Sistemas Híbridos para Geração de Eletricidade**. Dissertação de Mestrado, UFPA – Belém, PA, 2005.
- [28] Artigo disponível em <http://www.agores.org/Publications/PV2010/Vol3chapter2.pdf>. Acesso em 20/12/2005.
- [29] Nayar, C.V., Lawrace, W. B. and Phillips, S. J. **Solar/Wind/Diesel Hybrid Energy Systems for Remote Areas**. *IEEE*, 1989.
- [30] Boyle, G. **Renewable Energy – Power for a Sustainable Future**. Second Edition. The Open University, Oxford, 2004.
- [31] Reis, L. B. dos. **Geração de Energia Elétrica: Tecnologia, Inserção Ambiental, Planejamento, Operação e Análise de Viabilidade**. 3 ed., Barueri, SP: Manole, 2003.
- [32] Júnior, A. L. V., Vieira, L. dos S. R., Soares, G. F. W e Nascimento, M. V. G. **Estudo Comparativo de Microsistemas de Geração Baseados em Combustíveis**. Relatório Técnico DPP/PER-1165/01, 2001.
- [33] Messenger, R. A. and Ventre, J. **Photovoltaic Systems Engineering**. Second Edition. CRC Press, 2004.
- [34] **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Grupo de Trabalho de Energia Solar Fotovoltaica (GTES), Rio de Janeiro, 1999.
- [35] Tiba, C. **Atlas Solarimétrico do Brasil**. Editora Universitária da UFPE, Recife, 2000.
- [36] Pereira, E. J. da S., Pinho, J. T. e Vale, S. B. do. **Study of the Integration of a Wind-Photovoltaic Hybrid System to a Urban Building Connected to the Grid**. VI CLAGTEE, Mar del Plata, Argentina, 2005.

- [37] **SUNDATA V1.0**. Programa disponível na página da internet do Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito. Acesso em 26/11/2005. <http://www.cresesb.cepel.br>.
- [38] Amarante, O. A. C. do e Sá, A. L. de. **Atlas do Potencial Eólico Brasileiro**. Editoração Fabrica de Idéias, Brasília, 2001.
- [39] Frade, L. C. S. **Estudo da Potencialidade de Energia Eólica**. Dissertação de Mestrado, UFPA – Belém, PA, 2000.
- [40] Nascimento, M. V. G., Vieira, L. dos S. R., Silva, M. R. da, Fleury, G., Domingues, P. C., Sadi, J. C., Almeida, S. C. A. e Belchior, C. R. P. **Opções a Geração Dieselétrica para Sistemas Isolados na Região Norte: Eólica, Hidrocinética e Biomassa**. XV SNPTEE, Foz do Iguaçu, PR, 1999.
- [41] Taylor, R. W., Leboeuf, C., Moszkowicz, M. and Valente, L. G. **Joint U.S/Brazilian Renewable Energy Rural Electrification Project**. WCPEC, Hawaii, 1994.
- [42] Warner, C. L., Taylor, R. W., Ribeiro, C. M., Moszkowicz, M. and Borba, A. J. V. **PV-Hybrid Village Power Systems in Amazonia**. 25th PVSC, Washington, D. C., 1996.
- [43] Cartaxo, E. F. **Fornecimento de Serviço de Energia Elétrica para Comunidades Isoladas da Amazônia: Um Estudo de Caso**. XVI SNPTEE, Campinas, SP, 2001.
- [44] Cartaxo, E. F. **Fornecimento de Serviço de Energia Elétrica para Comunidades Isoladas da Amazônia: Reflexões a partir de um Estudo de Caso**. Tese de Doutorado, Unicamp, Campinas, SP, 2000.
- [45] Ribeiro, C. M., Araújo, M. R. P., Cunha, A. Z. e Ribeiro, A. H. C. **Implantação de Sistema Híbrido para Eletrificação da Vila de Joanes (Pará)**. Coletânea de Artigos - Energias Solar e Eólica; Volume 1; pp. 223-232; CRESESB; 2003.

- [46] Projeto PNUD BRA/99/11. **Levantamento de Projetos de Eletrificação de Comunidades Isoladas Utilizando Fontes Renováveis de Energia**. Relatório: Região 2 – Pará, Maranhão, Amapá e Tocantins. 2002.
- [47] Beyer, H. G., Rüther, R., and Oliveira, S. H. F. **Adding PV-Generators without Storage to Medium Size Stand Alone Diesel Generators Sets to Support Rural Electrification in Brazil**. ISES Solar World Congress, Göteborg, 2003.
- [48] **GUASCOR DO BRASIL**, acesso a sua página da internet em 14/01/2005. <http://www.guascor.com.br/br/brroararas.php>.
- [49] Rüther, R., Martins, D. C. and Bazzo, E. **Hybrid Diesel/Photovoltaic Systems without Storage for Isolated Mini-Grids in Northern Brazil**. Proc. Of the 28 th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, pp. 1567-1570, Anchorage, USA, 2000.
- [50] Pereira, A. de L., Pinho, J. T. e França, K. B. **Avaliação Técnica e Projeto de Fornecimento de Eletricidade e Água Portável à Vila de Sucuriju-AP por meio de um Sistema Híbrido Diesel/Eólico/Solar e Dessalinizador**. CBEE/UFPE e CESAR, Recife, 2003.
- [51] Colle, S. e Pereira, E. B. **Atlas de Irradiação Solar do Brasil**. LABSOLAR – INMET, 1996.
- [52] **Relatório Socioeconômico/Tamaruteua/Revitalização**. Grupo de Estudos e Desenvolvimento de Alternativas Energéticas (GEDAE), Universidade Federal do Pará, 2005.
- [53] **Relatório Socioeconômico/São Tomé**. Grupo de Estudos e Desenvolvimento de Alternativas Energéticas (GEDAE), Universidade Federal do Pará, 2004.
- [54] **GEDAE** – Grupo de Estudos e Desenvolvimento de Alternativas Energéticas. Informações fornecidas, Universidade Federal do Pará, 2006.
- [55] **CBEE** – Centro Brasileiro de Energia Eólica. Informações fornecidas, Universidade Federal de Pernambuco, 2006.

- [56] Barbosa, C. F. de O., Pinho J. T., Galhardo, M. A. B., Cruz, D. P., Maranhão, W. M. de A. e Araújo, R. G. **Análise da Qualidade de Energia Elétrica Fornecida por um Sistema Híbrido de Pequeno Porte**. XVIII SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Curitiba, PR, 2005.
- [57] Walker, J. F. and Jenkins, N. **Wind Energy Technology**. John Wiley & Sons, 1997.
- [58] Blasques, L. C. M., Tupiassú, A. F. e Pinho, J. T. **Análise Econômica de Tecnologias para Eletrificação de uma Pequena Comunidade Isolada da Amazônia**. XVIII SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Curitiba, PR, 2005.
- [59] Brito, A. U., Galhardo, M. A. B., Macedo, W. N. and Pinho, J. T. **Power Quality Analysis of a Small PV-Wind-Diesel Hybrid System in the Countryside of the State of Pará-Brazil**. 19th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Paris, 2004.
- [60] **Resolução N° 676**, de 16 de dezembro de 2003 – Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.
- [61] **Relatório Socioeconômico/Praia Grande**. Grupo de Estudos e Desenvolvimento de Alternativas Energéticas (GEDAE), Universidade Federal do Pará, 1999.
- [62] **Relatório Socioeconômico/Tamaruteua**. Grupo de Estudos e Desenvolvimento de Alternativas Energéticas (GEDAE), Universidade Federal do Pará, 1999.
- [63] Barbosa, C. F. de O., Pinho, J. T., Galhardo, M. A. B., Cruz, D. P. and Araújo, R. G. **Implantation and Operation of the First Electricity Pre-Payment System in Brazil, Installed in an Isolated Community in the Amazon Region**. IEEE/PES T&D 2004 LATIN AMERICA, São Paulo, SP, Brasil, 2004.
- [64] Grupo Técnico Operacional da Região Norte – GTON. **Plano de Operação 2005 para Sistemas Isolados**. 2004.

- [65] Rüther, R. **Sistemas Híbridos Fotovoltaico/Diesel sem Acumulação em Mini-Redes na Região Norte do Brasil**. LABSOLAR/UFSC. Apresentação feita em um encontro de especialistas patrocinado pelo MME, 2005.

ANEXO I

**RELATÓRIO FOTOGRÁFICO DE SISTEMAS
HÍBRIDOS**

Sistema Híbrido Fotovoltaico-Eólico-Diesel de São Tomé



Torre da estação meteorológica montada no chão.



Torre da estação meteorológica estaiada.



Sistema de aquisição de dados, sendo configurado.



Preparação das bases de suporte da torre do aerogerador.



Casa de força, sendo construída e preparação das bases da torre do aerogerador.



Bases da torre do aerogerador.



Torre do aerogerador montada no chão.



Aerogerador acoplado à torre.



Conjunto aerogerador e torre sendo erguido.



Aerogerador com o leme quebrado.



Aerogerador e estação meteorológica.



Casa de força e arranjo fotovoltaico sobre a mesma.



Arranjo fotovoltaico.



Grupo gerador a diesel.



Grupo gerador a diesel e quadro de monitoração.



Chaves dos sistemas renováveis nas extremidades e retificador ao centro.



Banco de baterias antigo.



Banco de baterias novo (instalação).



Inversor de tensão.



Sistema de monitoração (atualmente inoperante).



Instalação dos postes de concreto da rede de distribuição.



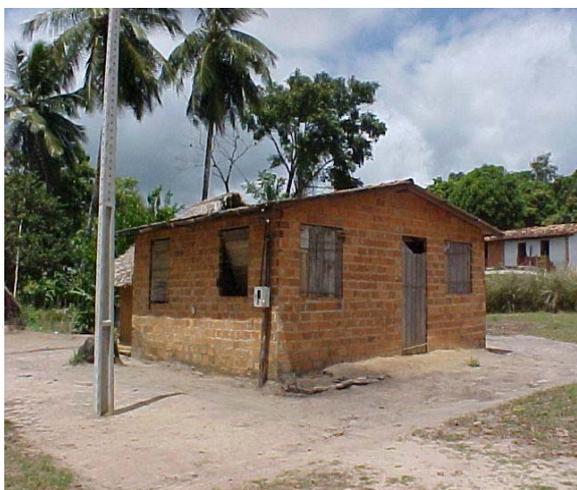
Fixação dos postes de concreto feita pelos moradores locais.



Instalação da fiação da rede de distribuição.



Rede de distribuição.



Unidade consumidora típica.



Medidor de energia (sistema pré-pago).



Gerenciador de energia localizado dentro da unidade consumidora (sistema pré-pago).



Cartões de energia (sistema pré-pago).

Relatório fotográfico. Fonte: [54].

Sistema Híbrido Fotovoltaico-Eólico-Diesel de Tamaruteua



Vista dos aerogeradores.



Aerogeradores.



Casa de força.



Chaves de proteção e retificadores.



Casa de força: reforma da parte interna (revitalização).



Arranjo fotovoltaico.



Grupo gerador a diesel atual em péssimas condições.



Banco de baterias antigo.



Novo grupo gerador a diesel, sendo colocado no meio de transporte até a vila.



Equipamentos (grupo gerador, inversor, retificador, etc.), sendo transportados até a vila.



Moradores da comunidade transportando o novo grupo gerador a diesel até a casa de força.



Leitora e cartões de energia (sistema pré-pago).



Cartão de energia (sistema pré-pago).



Medidor de energia (sistema pré-pago).

Relatório fotográfico. Fonte: [54].

Sistema Híbrido Eólico-Diesel de Praia Grande



Aerogerador e estação meteorológica.



Inversores de tensão a esquerda e retificador a direita.



Banco de baterias.



Poste de madeira da rede de distribuição monofásica.

Relatório fotográfico. Fonte: [54].

Sistema Híbrido Fotovoltaico-Diesel de Araras



Sensores de medição de irradiância.



Montagem do arranjo fotovoltaico.



Interligação dos módulos fotovoltaicos.



Arranjo fotovoltaico.



Inversores de tensão.



Grupos geradores a diesel.

Relatório fotográfico. Fonte: [65].

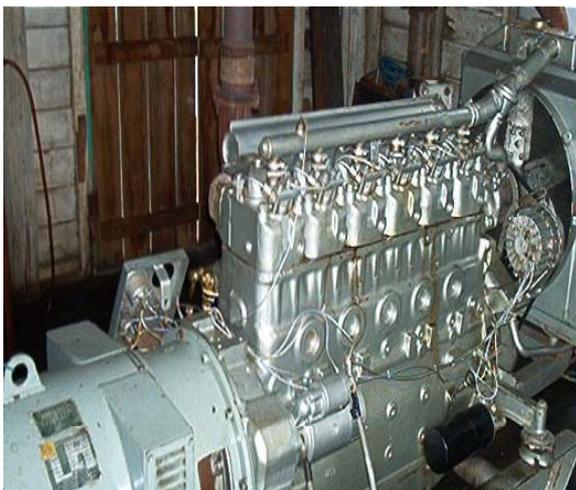
Sistema Híbrido Fotovoltaico-Eólico-Diesel de Sucuriju (fotos iniciais da implantação do projeto)



Vista aérea da vila.



Vista dos trapiches da vila e embarcações.



Grupo gerador a diesel atual.



Poste madeira e fiação da rede distribuição trifásica em péssimas condições.



Um dos arranjos fotovoltaicos, que será integrado ao sistema híbrido.



Outro arranjo fotovoltaico, que também será integrado ao sistema híbrido.



Banco de baterias de um dos arranjos.



Controladores de carga de um dos arranjos.

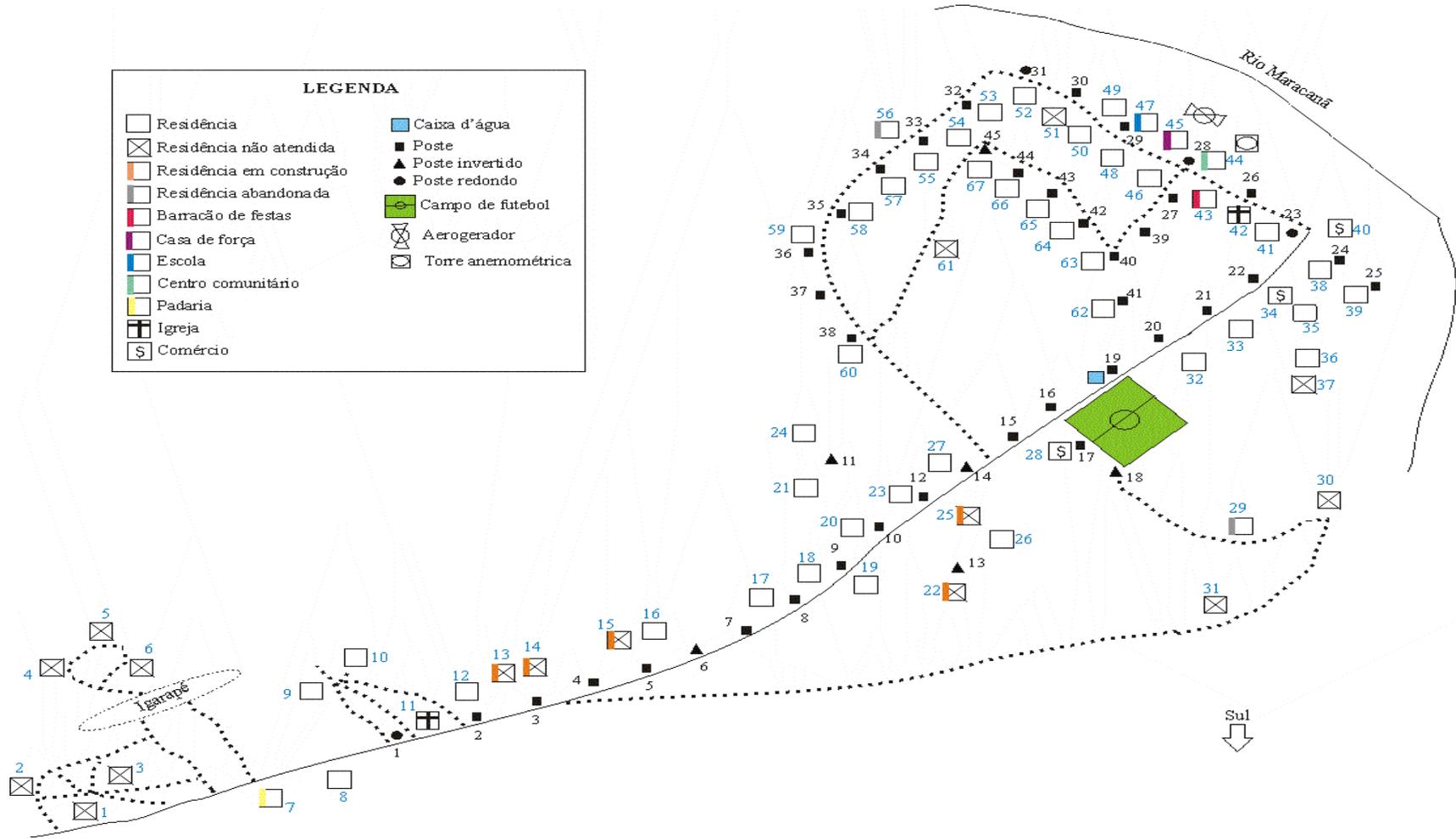


Inversor de tensão.

ANEXO II

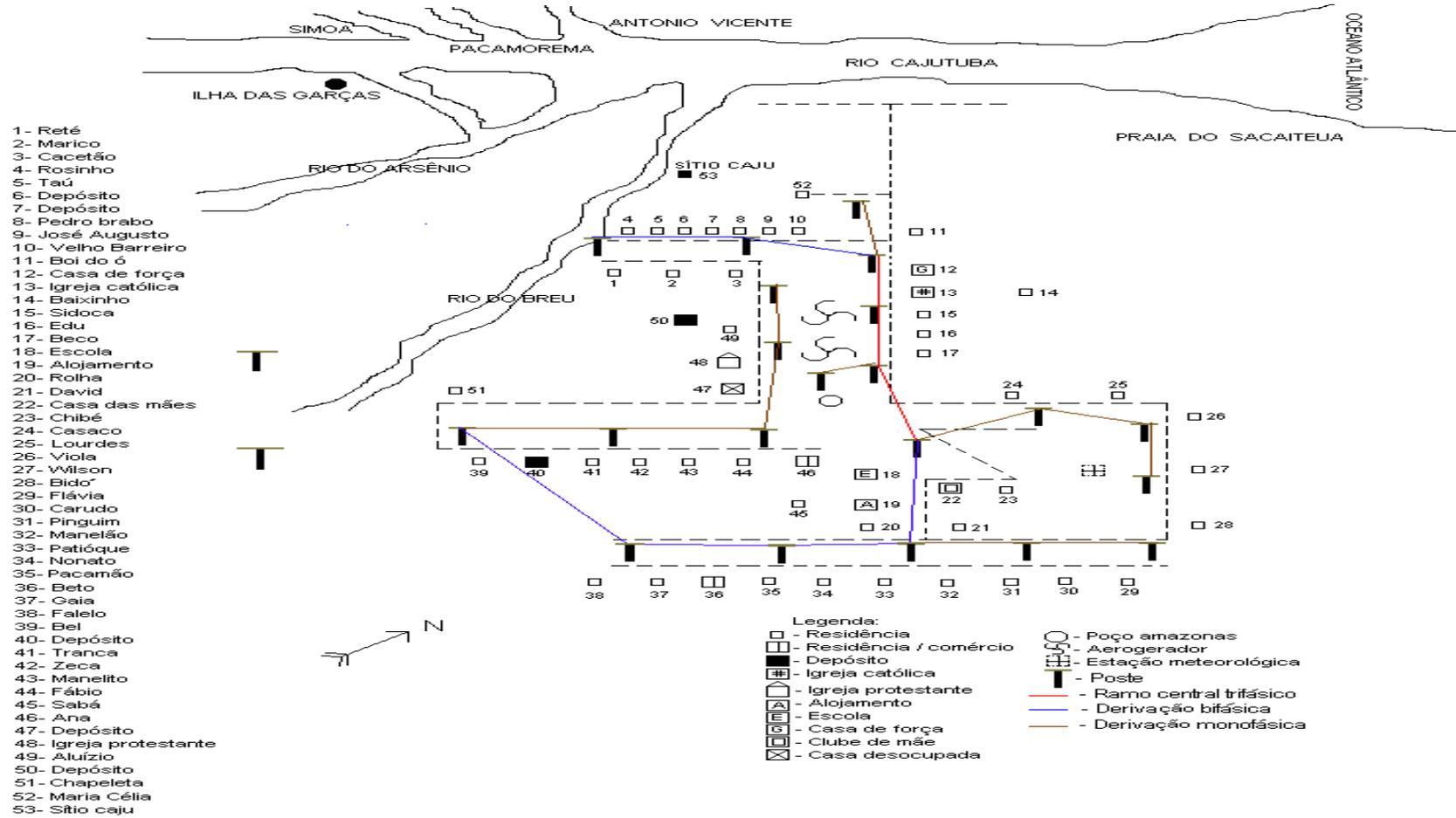
CROQUIS DE VILAS ELETRIFICADAS POR SISTEMA HÍBRIDO DE ENERGIA

Croquis da vila de São Tomé. Fonte: [22].

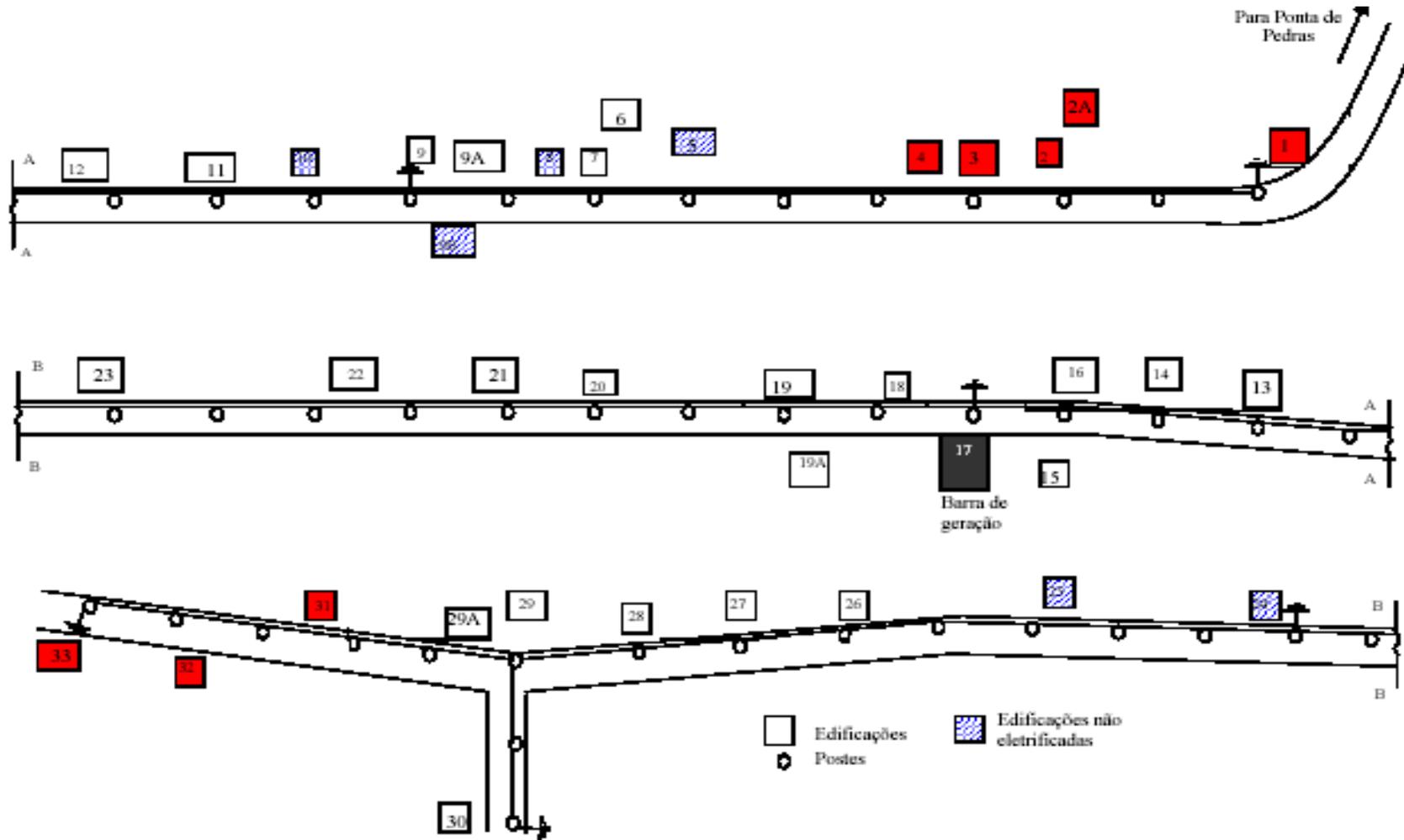


Croquis da vila de Tamaruteua. Fonte: [54].

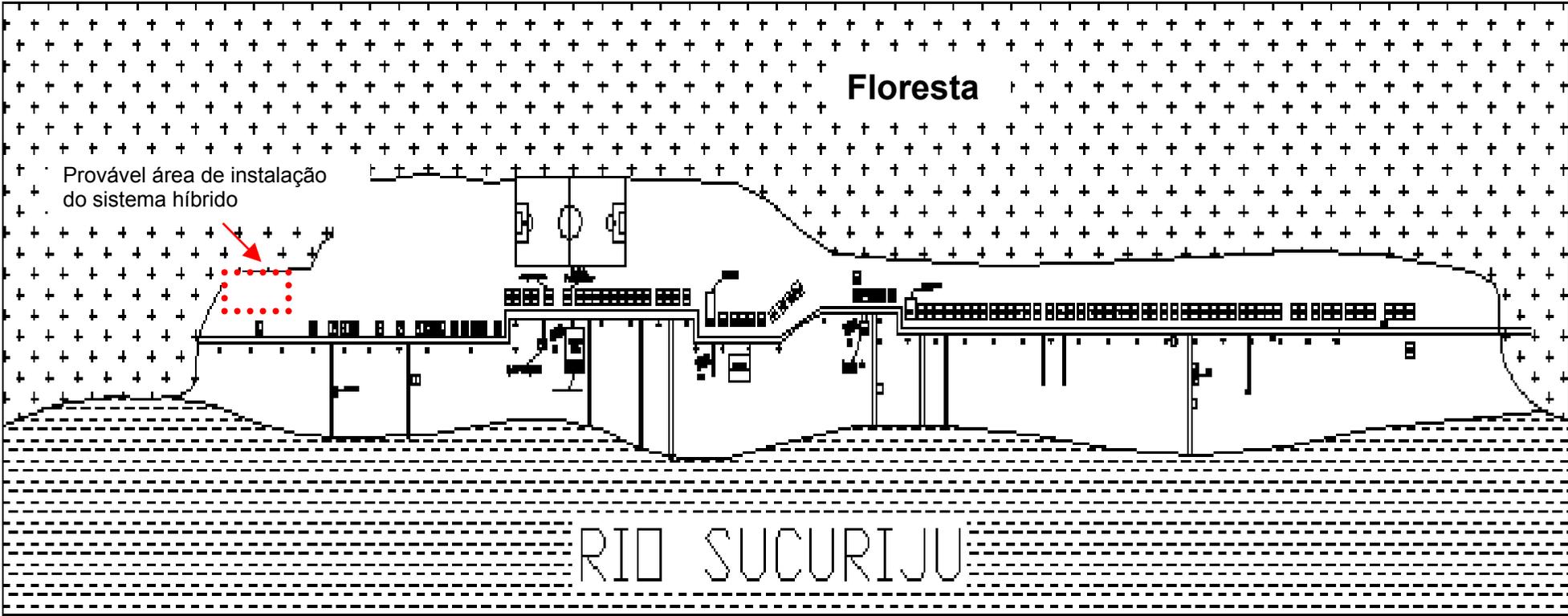
Croqui do Núcleo Urbano da Comunidade de Tamaruteua - Marapanim - Pa



Croquis da vila de Praia Grande. Fonte: [25].



Croquis da vila de Sucuriju. Fontes: [54,55].



ANEXO III

PUBLICAÇÕES GERADAS PELO PRESENTE TRABALHO

1. Barbosa, C. F. de O., Pinho, J. T., Pereira, E. J. da S., Galhardo, M. A. B., Vale, S. B. do e Maranhão, W. M. de A. **Situação da Geração Elétrica através de Sistemas Híbridos no Estado do Pará e Perspectivas frente à Universalização da Energia Elétrica.** Agrener GD 2004, Campinas, SP, 2004.
2. Barbosa, C. F. de O., Pinho, J. T., Galhardo, M. A. B., Cruz, D. P. and Araújo, R. G. **Implantation and Operation of the First Electricity Pre-Payment System in Brazil, Installed in an Isolated Community in the Amazon Region.** IEEE/PES T&D 2004 LATIN AMERICA, São Paulo, SP, Brasil, 2004.
3. Barbosa, C. F. de O., Pinho J. T., Galhardo, M. A. B., Cruz, D. P., Maranhão, W. M. de A. e Araújo, R. G. **Análise da Qualidade de Energia Elétrica Fornecida por um Sistema Híbrido de Pequeno Porte.** XVIII SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Curitiba, PR, 2005.
4. Barbosa, C. F. de O., Pinho, J. T. and Vale, S. B. do. **Solar//Wind/Diesel Hybrid Power Systems for the Electrification of Isolated Communities in the Brazilian Amazon Region – Present State and Future Developments.** VI CLAGTEE, Mar del Plata, Argentina, 2005