ELETRIFICAÇÃO RURAL COM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DISTRIBUÍDOS NO CONTEXTO DA UNIVERSALIZAÇÃO DO SERVIÇO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL

Claudio Moises Ribeiro

TESE SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DA COORDENAÇÃO DOS PROGRAMAS DE PÓS-GRADUAÇÃO DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DE GRAU DE MESTRE EM CIÊNCIAS EM PLANEJAMENTO ENERGÉTICO.

Aprovada por:

_____

Prof. Maurício Tiomno Tolmasquim, D.Sc. (Orientador)

_____

Prof. Roberto Zilles, D.Sc.

_____

Profa. Antônia Sônia Alves Cardoso Diniz, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL

ABRIL DE 2002

RIBEIRO, CLAUDIO MOISES

Eletrificação Rural com Sistemas Fotovoltaicos Distribuídos no Contexto da Universalização do Serviço de Energia Elétrica no Brasil [Rio de Janeiro] 2002

XVII, 176 p. 29,7 cm (COPPE/UFRJ, M.Sc., Planejamento Energético, 2002)

Tese – Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE

1. Energia Solar

2. Eletrificação Rural

I. COPPE/UFRJ II. Título (série)

DEDICATÓRIA

Luis, meu irmão, não sei que significado isto teria para você. Talvez você até achasse meio ridícula essa estória de dedicatória. Mas é seu nome que me “vem” agora. Afinal, sua amizade foi um dos pilares da minha vida. E estou sentindo sua falta. É a você que dedico este trabalho.

AGRADECIMENTOS

Sem sombra de dúvidas, um trabalho deste tipo não é uma realização individual. E aqui não me refiro aos autores referenciados ou aqueles com quem aprendi ou participei algumas idéias relacionadas ao trabalho. A estes agradeço de maneira mais formal, citando seus trabalhos, reverenciando seus méritos, reconhecendo sua competência. Reservo este espaço para agradecer àqueles que me deram um pouco de si, algo mais. E espero não cometer injustiças.

Nina. Obrigado pelos fins-de-semana perdidos (em Salvador), pela ajuda, pelas idéias, pela paciência, pelo estímulo, pelos "puxões de orelha", pelos chás, pelo amor.

Manoel e Gilda. Obrigado por terem iniciado tudo isso, primeiro me guiando, depois apoiando minhas próprias empreitadas. Obrigado pela vida.

Ricardo (Richard). Talvez nem você saiba o quanto sua ajuda foi importante para que eu "encarasse a barra" de começar tudo de novo. Não foi fácil mas teria sido muito mais difícil sem o seu incentivo.

Lima. Obrigado pelo apoio, pelas sugestões, pelas boas e ricas discussões e, acima de tudo, pelo incentivo. Lamento apenas que você não tenha topado ser meu companheiro de turma. Ainda há tempo.

Companheiros da Winrock Brasil. Obrigado pelas sugestões, apoio, contribuições e críticas.

Registro também meu agradecimento a Osvaldo Pereira (UNIFACS) pelos comentários e sugestões e lastimo não ter podido contar com sua participação na banca examinadora.

E agradeço ao Brasil que, embora alvo de tantas críticas (nem sempre construtivas), me concedeu o privilégio de estudar em uma universidade pública, gratuita e num núcleo de extrema competência. Espero contribuir (e não apenas cobrar) para que as futuras gerações desfrutem do mesmo privilégio.

Resumo da Tese apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.)

ELETRIFICAÇÃO RURAL COM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DISTRIBUÍDOS NO CONTEXTO DA UNIVERSALIZAÇÃO DO SERVIÇO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL

Claudio Moises Ribeiro

Abril de 2002

Orientador: Maurício Tiomno Tolmasquim

Programa: Planejamento Energético

Este trabalho enfoca o desafio da eletrificação rural à medida que o Brasil amplia seus índices de atendimento e tem que beneficiar cidadãos que se encontram cada vez mais distantes dos centros urbanos e da infra-estrutura disponível: comunicação, energia elétrica, saneamento etc. São os domicílios e propriedades rurais isolados que hoje dependem de formas arcaicas de suprimento energético para as suas demandas mais básicas. Uma resolução da agência reguladora - ANEEL, em discussão, pode obrigar as concessionárias a universalizar o serviço de energia elétrica, criando metas claras e prazos bem definidos para o atendimento. A análise apresentada neste trabalho de tese busca incluir os sistemas fotovoltaicos distribuídos no leque das alternativas das concessionárias. As principais variáveis foram mapeadas e um modelo comparativo foi elaborado, permitindo a identificação dos nichos de mercado para a extensão da rede de distribuição, geração a óleo diesel e sistemas fotovoltaicos. Os resultados da aplicação do modelo para vários cenários mostram que existem nichos relevantes para os sistemas fotovoltaicos e que estes podem reduzir o custo da universalização para o conjunto de consumidores, além de permitir que a prioridade social se imponha sobre a conveniência da oferta.

Abstract of Thesis presented to COPPE/UFRJ as partial fulfillment of the requirements for the degree of Master in Science (M.Sc.)

RURAL ELECTRIFICATION BASED ON DISTRIBUTED PHOTOVOLTAIC SYSTEMS IN THE CONTEXT OF THE ELECTRICITY UNIVERSALIZATION IN BRAZIL

Claudio Moises Ribeiro

April 2002

Advisor: Maurício Tiomno Tolmasquim

Department: Energy Planning

This thesis focus on the challenge of rural electrification in Brazil by the time that the country continues to increase its coverage index and needs to reach the remaining scattered un-electrified people; Isolated households and small farms in which archaic energy supply options are currently used for the basic demand. A draft resolution issued by the regulatory agency - ANEEL, still under discussion, may oblige utilities to supply electricity to every Brazilian citizen, establishing clear targets and deadlines for the service provision. The analysis presented in this thesis aims at including distributed photovoltaic systems in the utilities´ portfolio. The main variables were identified and a model was developed for the comparison of the supply options, allowing the identification of the market niche for grid extension, diesel generation and photovoltaic systems. The outcomes of the model for several scenarios indicated significant niches for the photovoltaic systems and showed that the overall cost of supplying electricity to the yet un-served market can be reduced, allowing for higher social benefits instead of an easier solution for utilities that insist in the marginal increase of their distribution network.

Índice

1. INTRODUÇÃO 1

2. A ELETRIFICAÇÃO RURAL NO BRASIL 11

2.1. Índices de Eletrificação Rural no Brasil 11

2.2. Perfil do Consumidor e Evolução do Consumo Individual 15

2.3. Tecnologias Atuais de Geração e Distribuição 18

2.3.1 Geração 18

2.3.2 Distribuição 22

2.4. Tarifas e Subsídios 23

2.5. Custo da Eletrificação Rural 26

2.6. Os Programas Estaduais de Eletrificação Rural e os Contratos de Concessão 27

2.7. Programa Luz no Campo 30

3. ALTERNATIVAS DE GERAÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO MEIO RURAL 35

3.1. Fontes Renováveis de Energia 37

3.2. Sistemas Fotovoltaicos 52

3.3. Programas de Aplicação da Tecnologia Fotovoltaica para Eletrificação Rural em Países em Desenvolvimento 60

3.4. O PRODEEM 63

4. OS PRÓS E OS CONTRAS DA TECNOLOGIA FOTOVOLTAICA PARA ELETRIFICAÇÃO RURAL NO MUNDO 71

4.1. Aspectos Técnicos 74

4.1.1 Treinamento de Técnicos e Usuários 77
4.1.2 Diagnóstico dos Programas em Andamento no Brasil 78
4.1.3 As Lições das Etapas Anteriores do PRODEEM 80

4.2. Aspectos Econômicos 81
4.2.1 Uma Tecnologia Complementar 83

4.3. Aspectos Institucionais 84
4.3.1 As Concessões Reguladas: os Casos da Argentina e África do Sul 88

4.4. Aspectos Ambientais 89
4.4.1 Impactos Ambientais Associados aos Sistemas Fotovoltaicos 90
4.4.2 Impactos Associados à Fabricação dos Equipamentos 95
4.4.3 Impactos Associados à Implantação dos Sistemas 97
4.4.4 Impactos Ambientais Associados à Operação e Descomissionamento de Sistemas Fotovoltaicos na Eletrificação Rural 99
4.4.5 A Contribuição da Energia Solar Fotovoltaica para a Mitigação da Emissão de Gases de Efeito-Estufa 100

5. O CONTEXTO REGULATÓRIO, LEGAL E INSTITUCIONAL 103

5.1. A Universalização do Serviço de Energia Elétrica (Minuta de Resolução ANEEL – AP006/2000) 103

5.2. Projeto de Lei 2.905 104

5.3. Tarifas: mecanismos de estabelecimento das tarifas e valores praticados 108

5.4. A Lei 8631/93 109
5.4.1 A Reserva Global de Reversão 110

5.5. Resolução ANEEL 333/99 110

5.6. Resolução ANEEL 245/99 111
5.6.1 Objetivos 111
5.6.2 Condições e Critérios 111
5.6.3 Estrutura de Compensação Proposta (Mensalidade) 112
5.6.4 Prazos 112

5.7. Valores Normativos - Resolução 233/99 114

5.8. Decreto 3.827/2001 115

5.9. O Mecanismo de Desenvolvimento Limpo 116

6. ELETRIFICAÇÃO RURAL COM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DISTRIBUÍDOS NO CONTEXTO DA UNIVERSALIZAÇÃO DO SERVIÇO DE ENERGIA ELÉTRICA 118

6.1. A Evolução Futura do Mercado de Eletrificação Rural no Brasil e Suas Conseqüências na Gestão de Projetos de Geração Distribuída 121

6.2. Parametrização do Processo Decisório 124

6.2.1 Considerações Sobre a Dispersão dos Consumidores 127

6.2.2 O Perfil do Consumidor a ser Atendido 130

6.2.3 Tarifas e Capacidade de Pagamento dos Consumidores Rurais 135

6.3. O Modelo Analítico de Apoio ao Processo Decisório dos AERs 138

6.3.1 Consumidores 140

6.3.2 Extensão de Rede 142

6.3.3 Grupo Gerador Diesel 145

6.3.4 Sistemas Fotovoltaicos Distribuídos 146

6.3.5 Tarifa de Energia 147

6.3.6 Incentivos 148

6.3.7 Parâmetros Financeiros 148

6.3.8 Fluxo de Caixa 149

6.3.9 Saídas do Modelo 150

6.4. Definição de Cenários para Análise 150

6.5. Resultados 152

6.5.1 Cenário Referência 154

6.5.2 Cenário Pessimista 157

6.5.3 Cenário Otimista 159

7. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES 161

7.1. Elementos para Definição de uma Política de Eletrificação Rural com Sistemas Fotovoltaicos Distribuídos 164

7.2. Sugestões para a ANEEL 166

7.3. Os Agentes de Geração Distribuída 169

7.4. Pontos para Desenvolvimento Futuro 169

7.5. Considerações Finais 170

8. BIBLIOGRAFIA 171

9. ANEXOS 177

9.1. Síntese do índice de Eletrificação Rural das PNADs 1997, 1998 e 1999 177

9.2. Classificação dos Contratos de Concessão para Distribuição de Energia Elétrica Segundo Cláusulas Relativas ao Atendimento Rural 177

9.3. Oportunidades de Uso de Fontes Renováveis no Meio Rural 177

9.4. Etapas do Processo de Conversão de Biomassa 177

9.5. Projeção Feita pela Shell para Evolução do Mercado das Fontes Renováveis de Energia e Matriz Energética Mundial 177

9.6. Componentes Básicos de Sistemas Fotovoltaicos 177

9.7. Minutas da Resolução sobre Universalização do Serviço de Energia Elétrica (AP006/2000 e Minuta para Discussão – Outubro de 2001) 177

9.8. Planilha Utilizada na Análise Financeira 177

Índice de Figuras

FIGURA 1: EVOLUÇÃO DO ÍNDICE DE ELETRIFICAÇÃO RURAL NO BRASIL SEGUNDO A PNAD 13
FIGURA 2: TAXA DE CRESCIMENTO ANUAL DA ELETRIFICAÇÃO RURAL NO BRASIL SEGUNDO A PNAD 14
FIGURA 3: EVOLUÇÃO DO CONSUMO MENSAL POR CONSUMIDOR RURAL NO PARANÁ (PEREIRA, 2000) 17
FIGURA 4: TARIFA DE ENERGIA PARA AS CONCESSIONÁRIAS LIGHT (RURAL) E CERJ (URBANO), INCLUINDO ICMS 25
FIGURA 5: CONFIGURAÇÕES POSSÍVEIS PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS ISOLADOS (CRESESB) 54
FIGURA 6: SEGMENTAÇÃO DO MERCADO FOTOVOLTAICO POR TECNOLOGIA DA CÉLULA (ELABORADO A PARTIR DE EPIA/ALTENER, 1996 E HILL, 1998) 56
FIGURA 7: SEGMENTAÇÃO DO MERCADO POTENCIAL MUNDIAL POR APLICAÇÃO, EM PAÍSES EM DESENVOLVIMENTO (EPIA/ALTENER, 1996) 57
FIGURA 8: EVOLUÇÃO DO MERCADO FOTOVOLTAICO GLOBAL (EPIA/ALTENER, 1996) 59
FIGURA 9: EVOLUÇÃO DO CUSTO E EFICIÊNCIA DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS (EPIA/ALTENER, 1996) 59
FIGURA 10: DISTRIBUIÇÃO DOS PROJETOS EM FUNÇÃO DA POTÊNCIA MÉDIA DOS SISTEMAS IMPLANTADOS (NIEUWENHOUT ET AL., 2000) 63
FIGURA 11: COMPOSIÇÃO PERCENTUAL DE CUSTOS (RIBEIRO ET AL., 1999) 68
FIGURA 12: EVOLUÇÃO DOS CUSTOS DE SISTEMAS ENERGÉTICOS NO PRODEEM (RIBEIRO ET AL., 1999) 69
FIGURA 13: COMPOSIÇÃO DE CUSTOS DOS SISTEMAS ENERGÉTICOS DO PRODEEM FASE 4 (RIBEIRO ET AL., 1999) 70
FIGURA 14: ASPECTOS ASSOCIADOS À ELETRIFICAÇÃO RURAL COM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DISPERSOS 71

FIGURA 15: ANÁLISE DA COMBINAÇÃO DE ALTERNATIVAS DE SUPRIMENTO: EXTENSÃO DE REDE VERSUS SISTEMAS ISOLADOS (NREL, 2001) 84
FIGURA 16: EMISSÃO DE CO_2 PARA ALTERNATIVAS DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (YOSHINO, 2000) 101
FIGURA 17: EVOLUÇÃO DO MERCADO DE ELETRIFICAÇÃO RURAL - CONDIÇÕES LISTADAS NA TABELA 36 123
FIGURA 18: CONFIGURAÇÃO I – CONSUMIDORES "EQÜIDISTANTES" 128
FIGURA 19: CONFIGURAÇÃO II - CONSUMIDORES EM LINHA 129
FIGURA 20: CONFIGURAÇÃO III – CONSUMIDORES CONCÊNTRICOS 129
FIGURA 21: GASTOS MENSAIS COM ENERGÉTICOS 137
FIGURA 22: ALTERNATIVAS DE INTERCONEXÃO DOS CONSUMIDORES EM FUNÇÃO DA DISPERSÃO 143
FIGURA 23: NICHOS DE MERCADO - CENÁRIO REFERÊNCIA, SEM CONSUMIDOR PRODUTIVO (INVESTIMENTO) 155
FIGURA 24: NICHOS DE MERCADO - CENÁRIO REFERÊNCIA, SEM CONSUMIDOR PRODUTIVO (ENERGIA) 155
FIGURA 25: NICHOS DE MERCADO - CENÁRIO REFERÊNCIA, COM CONSUMIDOR PRODUTIVO (INVESTIMENTO) 156
FIGURA 26: NICHOS DE MERCADO - CENÁRIO REFERÊNCIA, COM CONSUMIDOR PRODUTIVO (ENERGIA) 156
FIGURA 27: NICHOS DE MERCADO - CENÁRIO PESSIMISTA, SEM CONSUMIDOR PRODUTIVO, CONSUMO MENSAL DE 6,6 KWH (ENERGIA) 158
FIGURA 28: NICHOS DE MERCADO - CENÁRIO PESSIMISTA, SEM CONSUMIDOR PRODUTIVO, CONSUMO MENSAL DE 15 KWH (ENERGIA) 158
FIGURA 29: NICHOS DE MERCADO - CENÁRIO PESSIMISTA, SEM CONSUMIDOR PRODUTIVO, CONSUMO MENSAL DE 30 KWH (ENERGIA) 159
FIGURA 30: NICHOS DE MERCADO - CENÁRIO OTIMISTA (ENERGIA) 160
FIGURA 31: NICHOS DE MERCADO - CENÁRIO OTIMISTA (INVESTIMENTO) 160

Índice de Tabelas

TABELA 1: PERCENTUAL DE ESTABELECIMENTOS AGROPECUÁRIOS ELETRIFICADOS 15
TABELA 2: USO DE BENS DURÁVEIS NOS DOMICÍLIOS BRASILEIROS 15
TABELA 3: CARÊNCIA DE ILUMINAÇÃO ELÉTRICA NOS DOMICÍLIOS RURAIS, POR CLASSE DE RENDIMENTO 16
TABELA 4: ESTIMATIVA DO CONSUMO MÉDIO MENSAL DE ENERGIA ELÉTRICA POR ESTABELECIMENTO AGROPECUÁRIO 16
TABELA 5: CONSUMO MÉDIO MENSAL NOS ESTADOS DO AMAZONAS, PERNAMBUCO E PARANÁ 17
TABELA 6: VANTAGENS E DESVANTAGENS DOS GRUPOS GERADORES A DIESEL 19
TABELA 7: DISTRIBUIÇÃO PERCENTUAL DOS SISTEMAS DIESEL ISOLADOS NA AMAZÔNIA 19
TABELA 8: INICIATIVAS DE ELETRIFICAÇÃO RURAL NO BRASIL COM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS AUTÔNOMOS 21
TABELA 9:TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA PUBLICADAS PELA ANEEL JANEIRO-DEZEMBRO/2000 24
TABELA 10: TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA PUBLICADAS PELA ANEEL JANEIRO-AGOSTO/2001 24
TABELA 11: CUSTOS DE ELETRIFICAÇÃO RURAL PARA CONCESSIONÁRIA, COOPERATIVA E LUZ NO CAMPO 27
TABELA 12: PRINCIPAIS NÚMEROS DO PROGRAMA LUZ NO CAMPO 34
TABELA 13: USOS DE ALGUMAS TECNOLOGIAS DISPONÍVEIS PARA EXPLORAÇÃO DE RECURSOS ENERGÉTICOS EM ÁREAS RURAIS 40
TABELA 14: TECNOLOGIAS DE CONVERSÃO DIRETA DA RADIAÇÃO SOLAR 42
TABELA 15: USO DE SISTEMAS DE APROVEITAMENTO DE BIOMASSA NA ÍNDIA E CHINA 44
TABELA 16: VANTAGENS E DESVANTAGENS DO USO DE SISTEMAS DE GERAÇÃO DE ELETRICIDADE A PARTIR DE BIOMASSA 44
TABELA 17: COMPOSIÇÃO DE DIVERSOS TIPOS DE GASES 46

TABELA 18: RELAÇÃO ENTRE VIABILIDADE ECONÔMICA E VELOCIDADE O VENTO 48
TABELA 19: SITUAÇÃO DAS PCHS NO BRASIL (EXISTENTES E EM CONSTRUÇÃO) 49
TABELA 20: VALOR ATUAL E PERSPECTIVAS FUTURAS PARA O CUSTO DE GERAÇÃO A PARTIR DE FONTES RENOVÁVEIS DE ENERGIA (CUSTOS EM US$) 52
TABELA 21: SISTEMAS FOTOVOLTAICOS RESIDENCIAIS NOS PAÍSES EM DESENVOLVIMENTO EM 2000 62
TABELA 22: NÚMERO DE SISTEMAS ADQUIRIDOS PELO PRODEEM E POTÊNCIA TOTAL 65
TABELA 23: CÁLCULO DO CUSTO TOTAL DA ENERGIA 68
TABELA 24: ATORES E AÇÕES NA ELETRIFICAÇÃO RURAL COM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS 72
TABELA 25: COMPARAÇÃO ENTRE EXTENSÃO DE REDE, SISTEMAS FOTOVOLTAICOS E GERADORES DIESEL 73
TABELA 26: SÍNTESE DOS PRÓS E CONTRAS DOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS PARA ELETRIFICAÇÃO RURAL 73
TABELA 27: USO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS PARA APLICAÇÕES PRODUTIVAS 83
TABELA 28: IMPACTOS AMBIENTAIS DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE ELÉTRICA 93
TABELA 29: MATERIAIS TÓXICOS E PERIGOSOS USADOS NA FABRICAÇÃO DE CÉLULAS FOTOVOLTAICAS 95
TABELA 30: ENERGIA ESTIMADA ASSOCIADA COM A PRODUÇÃO DE UM MÓDULO FOTOVOLTAICO 96
TABELA 31: EMISSÕES ASSOCIADAS A UM SISTEMA INTEGRADO À REDE, MONTADO NO TELHADO DE UMA RESIDÊNCIA 97
TABELA 32: DENSIDADE DE POTÊNCIA POR ÁREA OCUPADA - HIDRELÉTRICAS SISTEMA FURNAS 98
TABELA 33: VALORES HOMOLOGADOS PELA ANEEL PARA TARIFAS DE FORNECIMENTO NO PARÁ 109
TABELA 34: ALÍQUOTAS DOS IMPOSTOS INCIDENTES SOBRE COMPONENTES DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS 115

TABELA 35: DADOS NECESSÁRIOS SOBRE UMA LOCALIDADE PARA A SIMULAÇÃO NO VIPOR 120
TABELA 36: PARÂMETROS USADOS NA ANÁLISE DA EVOLUÇÃO DO MERCADO 123
TABELA 37: IMPACTO DA MINUTA DE RESOLUÇÃO SOBRE A UNIVERSALIZAÇÃO 124
TABELA 38: INTERRELAÇÃO ENTRE OS FATORES RELEVANTES PARA O PROCESSO DECISÓRIO, SOB A ÓTICA DA CONCESSIONÁRIA 127
TABELA 39: BENS DURÁVEIS NA ZONA RURAL DOS ESTADOS DA BAHIA E PERNAMBUCO 131
TABELA 40: USO DE BENS DURÁVEIS EM DOMICÍLIOS ELETRIFICADOS E NÃO-ELETRIFICADOS NOS ESTADOS DE MINAS GERAIS, CEARÁ E BAHIA (%). 131
TABELA 41: CLASSES DE CONSUMO (USO EM HORAS POR DIA) 133
TABELA 42: ESTRATIFICAÇÃO DOS MERCADOS EM FUNÇÃO DA DEMANDA ESTIMADA DE ENERGIA 133
TABELA 43: ECONOMIA DE ENERGIA PELOS ACESSÓRIOS EFICIENTES 134
TABELA 44: PERCENTUAL DA POPULAÇÃO PESQUISADA CAPAZ DE ARCAR COM O CUSTO DE AQUISIÇÃO DOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS 137
TABELA 45: PARÂMETROS UTILIZADOS NA ANÁLISE FINANCEIRA PARA OS 3 CENÁRIOS DEFINIDOS 151

Lista de Abreviaturas[1]

AER	Agente de Eletrificação Rural
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AP	Audiência Pública (ANEEL)
APAEB	Associação de Pequenos Produtores do Município de Valente – BA
BEN	Balanço Energético Nacional
BID	Banco Interamericano de Desenvolvimento
BM	Banco Mundial
BN	Banco de Nordeste
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
C.I.F.	*Cost Insurance Freight* – Custo – Seguro - Frete
CA	Corrente Alternada
CAMEX	Câmara de Comércio Exterior (MDIC)
CAR	Companhia de Desenvolvimento e Ação Regional - BA
CC	Corrente Contínua
CCC	Conta de Consumo de Combustíveis
CDE	Conta de Desenvolvimento Energético
CDM	Clean Development Mechanism
CENBIO	Centro Nacional de Referência em Biomassa
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CERAPE	Cooperativa de Energia do Agreste Pernambucano
CERB	Companhia de Engenharia Rural da Bahia
CFC	Cloro-Flúor-Carbono
CHESF	Companhia Hidrelétrica do São Francisco
CMMAD	Comissão Mundial sobre Meio Ambiente e Desenvolvimento
COFINS	Contribuição para Financiamento da Seguridade Social
CONAMA	Conselho Nacional do Meio Ambiente
CONFAZ	Conselho Nacional de Política Fazendária
COPASA	Companhia de Água e Saneamento de Minas Gerais
CRESESB	Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito
DEC	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
DNAEE	Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica
DNDE	Departamento Nacional de Desenvolvimento Energético
Eletrobrás	Centrais Elétricas Brasileiras
EPA	United States Environmental Protection Agency
F.O.B.	*Free on Board* – Livre a Bordo
FAO	*Food and Agriculture Organization of the United Nations*
FBDS	Fundação Brasileira para o Desenvolvimento Sustentável
FEC	Freqüência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
FNDE	Fundo Nacional de Desenvolvimento da Educação
FUMIN	Fundo Multilateral de Investimentos (BID)
FTV	Fundação Teotônio Vilela

[1] Ao longo deste trabalho são feitas várias referências às concessionárias de distribuição de energia elétrica de diversos estados brasileiros. Refira-se à Tabela 12 para maiores informações.

GCE	Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica
GEE	Gases de Efeito-Estufa
GLP	Gás Liquefeito de Petróleo
GTES	Grupo de Trabalho de Energia Solar
GTON	Grupo Técnico Operacional da Região Norte
GTZ	Agência Alemã de Cooperação Técnica
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
ICMS	Imposto Sobre Circulação de Mercadorias
IDER	Instituto de Desenvolvimento Sustentável e Energias Renováveis
INCRA	Instituto Nacional de Colonização e Reforma Agrária
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
IPI	Imposto sobre Produtos Industrializados
JBIC	Japan Bank for International Cooperation
JETRO	Japan External Trade Organization
MCH	Microcentral Hidrelétrica
MDIC	Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior
MDL	Mecanismo de Desenvolvimento Limpo
MME	Ministério de Minas e Energia
MNES	*Ministry of Non-Conventional Energy Sources* - Índia
MRT	Rede Monofilar com Retorno por Terra
NAPER	Núcleo de Apoio a Projetos de Energias Renováveis (UFPE)
NREL	National Renewable Energy Laboratory
O&M	Operação e Manutenção
ONG	Organização Não-Governamental
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
ONU	Organização das Nações Unidas
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PFL	Partido da Frente Liberal
PIS	Programa de Integração Social
PLC	Programa Luz no Campo
PNAD	Pesquisa Nacional por Amostra de Domicílios
PPE	Programa de Planejamento Energético da COPPE/UFRJ
PROCEL	Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica
PRODEEM	Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios
PV	Fotovoltaico (do inglês *Photovoltaic*)
RGR	Reserva Global de Reversão
SF	Sistema Fotovoltaico
SHS	*Solar Home System* – Sistema Fotovoltaico Residencial
UFPE	Universidade Federal de Pernambuco
UNDP	United Nations Development Program
USAID	United States Agency for International Development
USDOE	United States Department of Energy
USEE	Universalização do Serviço de Energia Elétrica
VIPOR	*Village Power Optimization Routine*
VN	Valor Normativo
VPL	Valor Presente Líquido
WEC	*World Energy Council* – Conselho Mundial de Energia

1. Introdução

É sabido que um dos maiores problemas dos países em desenvolvimento é o crescimento populacional demasiado nos grandes centros urbanos, fruto, em parte, de um forte êxodo rural. O Brasil concentra hoje aproximadamente 75 % de seus 170 milhões de habitantes em áreas urbanas, segundo os dados preliminares do último Censo (IBGE, 2000). Projeções da ONU indicam que, até estabilizar-se, a população mundial terá 90% do seu crescimento concentrado nos centros urbanos, predominantemente nos países mais pobres (CMMAD, 1991; WEC e FAO, 1999). A participação da população urbana mundial cresceu de 28 para 40% entre 1970 e 1990. No entanto, embora apresente uma participação percentual cada vez menor, a parcela rural aumentou em termos absolutos e atingiu 3 bilhões de habitantes em 1990[2] (GOLDEMBERG, 2000). Projeções para 2030 indicam que a parcela associada à população rural mundial pode cair para 39 %[3] (WEC e FAO, 1999). Esta explosão demográfica urbana faz com que muitas vezes a população rural seja deixada em segundo plano na hora de se definir as prioridades dos governos.

No Brasil, historicamente a cultura do setor energético tem se voltado, quase que exclusivamente, para os grandes projetos nacionais destinados ao atendimento da demanda dos setores da sociedade que dispõem de maior influência econômica e política. O modelo de crescimento econômico adotado pelo Brasil nas últimas décadas priorizou a industrialização e estimulou um processo de urbanização acelerada, orientando o sistema energético nacional para a produção centralizada de grandes blocos de energia, adequada ao atendimento das grandes concentrações de consumo, porém incapaz de satisfazer as necessidades de grande parte da população que habita as zonas rurais (SCHELEDER, 1998).

É evidente a contribuição da energia elétrica para criar meios de evitar o êxodo rural, fornecendo parte das condições básicas para a permanência da população na zona rural ou até mesmo a reversão do fluxo migratório. A possibilidade de retirada de água do subsolo, a purificação desta água, a irrigação, o apoio na educação, a conservação de

---

[2] Destes 3 bilhões, estima-se que hoje existam por volta de 2 bilhões de pessoas sem acesso a formas modernas e confiáveis de energia no mundo. Esta estatística reflete a população vivendo em vilas não interconectadas à rede elétrica (GOLDEMBERG, 2000).

[3] Esta participação era de 60 % em 1990.

medicamentos e alimentos, o processamento pós-colheita, a iluminação, o acesso a informação e entretenimento, são apenas alguns dos benefícios associados à disponibilidade de energia elétrica no meio rural. OLIVEIRA (2001) faz um bom apanhado dos impactos que estão associados à difusão de eletrodomésticos, implementos agrícolas, iluminação elétrica, equipamentos de comunicação e entretenimento etc. A energia elétrica contribui para liberar o tempo da população rural para atividades mais nobres – tarefas produtivas, educacionais e lúdicas, proporciona melhores condições de saúde[4], permite a comunicação e o acesso a informação, aumenta a produtividade agrícola e permite a produção de bens com maior valor agregado, entre outros. OLIVEIRA (2001) analisa, ainda, os impactos sistêmicos da eletrificação rural sobre a economia, o setor público e o meio ambiente no Brasil, mostrando que seus efeitos vão muito além das fronteiras rurais (geração de empregos, arrecadação de impostos etc.).

GOLDEMBERG (2000) salienta que a aceleração do uso de tecnologias energéticas[5] modernas é fundamental para o desenvolvimento sustentável da zona rural dos países em desenvolvimento, destacando as seguintes possibilidades e aplicações:

- Combustíveis ambientalmente mais limpos, líquidos e gasosos, para cocção e eletricidade para iluminação e outras aplicações residenciais;
- Combustíveis líquidos e eletricidade para mecanizar a agricultura;
- Eletricidade suficientemente barata para atrair a atividade industrial.

---

[4] Embora a maior parte da poluição nas residências rurais esteja relacionada com queima da lenha para cocção, infecções respiratórias, doenças pulmonares crônicas, problemas oftalmológicos e até mesmo o câncer podem estar associados também aos gases liberados pela queima de combustíveis diversos em lamparinas para iluminação das residências (OLIVEIRA, 2001).

[5] É fundamental que se tenha em mente que a energia elétrica é componente minoritária da matriz energética rural global, onde os combustíveis tradicionais (não comerciais) satisfazem a principal demanda, a cocção. Medir corretamente a participação de cada energético tem sido um desafio enfrentado em todo o mundo, principalmente nos países mais pobres, onde se registram os maiores índices de utilização de combustíveis tradicionais (geralmente a lenha, resíduo de colheitas, fezes de animais, entre outros), com o agravante da exploração não sustentável. WEC e FAO (1999) destacam esta dificuldade e mencionam que em alguns países a dependência dos combustíveis tradicionais pode chegar a 95% do consumo nacional de energia, como por exemplo no Nepal em 1989. Vale ressaltar, também, o caso da China, onde aproximadamente dois terços de toda a energia utilizada no meio rural vem de resíduos agrícolas (HULSHER e HOMMES, 1992).

O fator norteador das iniciativas de eletrificação rural vem variando sensivelmente ao longo das últimas décadas no Brasil (PEREIRA, 1998). Os primeiros programas estabelecidos em escala nacional datam do início da década de 70 e tiveram a articulação e financiamento direto do INCRA e Eletrobrás. Numa segunda fase, bancos multilaterais passaram a co-financiar a eletrificação rural, exigindo, no entanto, a associação de cooperativas de eletrificação rural ao processo, período que se estendeu do final da década de 70 até meados da década de 80. Uma terceira fase se iniciou então e foi caracterizada por programas de eletrificação rural menos ousados, conduzidos pelas concessionárias (com recursos dos governos estaduais), ou programas de desenvolvimento integrado do Banco Mundial, reflexo dos resultados decepcionantes dos programas previamente implementados, focados exclusivamente na eletrificação[6]. Alheias a todo este contexto do setor elétrico, ocorriam, e ainda continuam ocorrendo, iniciativas particulares ou do poder público local, visando prover eletricidade para vilas, sedes municipais e usos produtivos.

O início da reforma do setor elétrico[7] caracteriza uma nova fase, marcada por uma polarização no sentido de preparar as concessionárias para a privatização, deixando de lado outras prioridades. Verifica-se uma forte ênfase na redução do déficit fiscal e a privatização é caracterizada pela maximização do valor de venda das concessionárias, o que impede ou dificulta o estabelecimento de obrigações futuras. No entanto, alguns estados mantiveram os esforços no sentido de melhorar seus índices de eletrificação rural até a efetiva venda da empresa[8]. Neste período verificam-se diversas

---

[6] Segundo SANTOS (1996), a timidez dos programas neste período deveu-se à ótica puramente comercial das concessionárias, que viam na eletrificação rural um péssimo negócio, e na postura cômoda de reconhecer que a eletrificação rural sozinha não resolvia a questão do desenvolvimento rural, criando, assim, um ciclo vicioso.

[7] Dois marcos importantes foram a flexibilização tarifária (lei 8.361/93), através da qual as tarifas passaram a ser calculadas em função dos custos de serviço das concessionárias, e a lei das concessões para o Setor Elétrico (lei 9074/95). O primeiro leilão de privatização – da Escelsa, no Espírito Santo – ocorreu em 11 de julho de 1995 (ROSA et al., 1998).

[8] Pernambuco é um bom exemplo. A CELPE manteve o ritmo que vinha sendo empreendido, mesmo após a privatização. O Governo de Pernambuco havia financiado a eletrificação de 36 mil propriedades rurais em 1999 de um total de 100 mil a eletrificar. Após a privatização a CELPE vem mantendo este ritmo e deve satisfazer a meta do Governo de atingir a marca de 100 mil propriedades rurais eletrificadas ao final de 2002. O aporte financeiro seria fruto do bom índice de faturamento da CELPE, uma vez que o contrato de privatização prevê pelo menos 2% da receita líquida anual sejam

manifestações de preocupação com o futuro da eletrificação rural no Brasil pois os contratos de concessão quase nunca definem metas e responsabilidades claras neste sentido[9]. Como resposta, o governo federal lança, em dezembro de 1999, o Programa Luz no Campo, objetivando a eletrificação, em três anos, de 1 milhão de domicílios e propriedades rurais. Mas a questão social parece não estar abarcada por este programa, que privilegia quem pode pagar pelo serviço e é orientado pela conveniência da oferta. Assim, muitas críticas permanecem. Esta situação só se reverte quando os governos estaduais assumem as dívidas contraídas pelas concessionárias junto ao Programa Luz no Campo.

Finalmente, visando resgatar o papel social do Estado, a ANEEL convoca, em outubro de 2000, uma audiência pública[10] para a discussão de uma minuta de resolução da universalização compulsória do serviço de energia elétrica. Segundo a minuta atualmente em análise, em cinco anos todos os cidadãos brasileiros devem ter acesso a energia elétrica. O debate agora gira em torno do impacto tarifário e equilíbrio econômico-financeiro das concessionárias, agentes diretos do processo, com a definição de metas realistas e mecanismos de financiamento justos. Este trabalho de tese busca analisar a proposta da universalização e seus impactos, avaliando qual a contribuição que pode ser dada pela tecnologia fotovoltaica para que as metas possam ser alcançadas com o menor custo possível e níveis de qualidade satisfatórios.

---

aplicados na universalização dos serviços. Pernambuco pretende, através do Programa Luz no Campo, descrito no capítulo 2, atingir o índice de 100% das propriedades rurais eletrificadas em 2002-2003. (GAZETA DO NORDESTE, 2001).

[9] De acordo com OLIVEIRA (2001), a inclusão de metas e responsabilidades nos contratos de concessão variou significativamente de empresa para empresa. Mas em nenhum dos casos pode-se dizer que a concessionária tem obrigação clara e quantitativamente definida de melhorar seus índices de eletrificação rural. Os extremos opostos são a CERJ e CEEE. No contrato de concessão da CERJ não há menção sequer a metas de universalização de serviço. Já o da CEEE, apresenta metas explícitas e específicas para eletrificação rural. Algumas possuem metas de universalização mas não fica caracterizada a parcela rural. A CELPE, por exemplo, deve investir 2% da sua receita líquida anual em universalização do serviço (GAZETA DO NORDESTE, 2001).

[10] Audiência pública AP006/2000, realizada no dia 26 de outubro de 2000 nos Estados do Amazonas, Bahia, Ceará, Mato Grosso, Pará, Rio Grande do Norte, Rio Grande do Sul, São Paulo e Tocantins.

O debate sobre a universalização do serviço de energia elétrica, a exemplo do que vem acontecendo no setor das telecomunicações[11], envolve uma questão ampla a cerca dos bens essenciais e o papel do Estado. Como bem essencial, a energia elétrica é vista como uma obrigação do Estado (com contribuição ou não dos agentes de mercado) e deve ser provida, independentemente de sua inviabilidade financeira em algumas regiões do País, a todos os cidadãos. Isto reforça a necessidade de se implementar a universalização em bases equânimes, garantindo um patamar mínimo de oferta e qualidade de energia mas, ao mesmo tempo, minimizando os investimentos necessários.

Além de constituir a parcela da população mais excluída do processo de eletrificação e que se submete aos piores impactos sobre a saúde, o habitante da zona rural é também quem paga o maior preço para a aquisição dos energéticos por unidade de energia (R$/Wh). A dificuldade de obtenção dos combustíveis, a fumaça tóxica das lamparinas e dos fogões a lenha, o custo elevado das pilhas e a dificuldade de transporte, manuseio inadequado e custo de recarga de baterias automotivas, são um ônus extra para estas pessoas que buscam alternativas de suprimento para suas necessidades mais básicas. Mesmo reconhecendo, numa ótica de médio e longo prazo, o mérito do uso produtivo da eletricidade para o efetivo desenvolvimento rural, numa visão de curtíssimo e curto prazo, iluminação residencial e lazer (rádios, gravadores e TVs) são as principais aplicações da energia elétrica em áreas rurais. São elas que vão, num primeiro momento, conter o êxodo, melhorando a qualidade de vida da população (RIBEIRO et al., 1999a).

> *"Mais do que um item de política macro-econômica, a eletrificação deve ser entendida sob o prisma social, como insumo indispensável ao resgate da*

---

[11] FUST – Fundo de Universalização dos Serviços de Telecomunicações, instituído pela Lei 9.998/2000. O FUST visa proporcionar recursos para a universalização dos serviços e cabe ao Ministério das Comunicações formular as políticas, diretrizes gerais, prioridades, programas, projetos e atividades. Os recursos do FUST serão aplicados no atendimento a localidades remotas com baixa densidade populacional – incluindo áreas de fronteira de interesse estratégico e implantação de serviço telefônico em estabelecimentos de ensino, bibliotecas, instituições de saúde e de assistência a deficientes e órgãos de segurança pública. A receita do Fundo provém fundamentalmente da contribuição de 1% da receita operacional bruta das concessionárias, excluindo-se o ICMS, PIS e COFINS. O Decreto 3.753/2001 aprova o Plano de Metas para a Universalização de Serviços de Telecomunicações em Escolas Públicas de Ensino Profissionalizante.

cidadania, e deve ser levada eqüanimemente a todos os setores da população". (RIBEIRO et al., 1999a)

O sociólogo MASI (2000), ao ser interpelado sobre se a pobreza urbana não é pior do que a de quem vive no campo, na montanha ou na floresta, responde:

> *"Não. Porque na cidade existe a televisão – nas favelas brasileiras a maioria dos barracos tem uma. É verdade que só assistem às novelas. Mas é melhor parar com esta atitude esnobe. O morador da favela que assiste a uma séria americana descobre que existe um mundo feito de luxos bem diferentes do dele. Confronta-se com isso e fica com raiva: é o início da tomada de consciência, que não pode brotar se não houver confronto, se o pobre não puder se comparar ao rico."* (MASI, 2000)

Esta visão é corroborada por RIBEIRO et al. (1999a) para quem a televisão é um instrumento fundamental para entretenimento e informação, principalmente para os povos com menos alternativas culturais, pois permite à população integrar-se ao conjunto dos cidadãos.

Mas como já ficou demonstrado nas experiências do passado, devemos olhar para a zona rural sempre com a ótica dos projetos de desenvolvimento integrado. Aliás, esta tem sido a principal diretriz das agências multilaterais de desenvolvimento. Em geral, em muitos projetos implementados no passado os custos de eletrificação foram sub-avaliados enquanto seus benefícios foram superestimados. Sozinha, a eletrificação não garante o desenvolvimento econômico e seus benefícios tendem a privilegiar os segmentos mais poderosos em áreas já eletrificadas. Cresce o reconhecimento que a eletrificação deve ser parte de uma ação muito mais ampla de desenvolvimento. Eletrificação rural contribui mas não é substituta de outras ações necessárias. É muito mais provável que a eletrificação prospere quando o ambiente é favorável para o aumento da renda, que acontece quando existem incentivos para o desenvolvimento da agricultura e agroindústrias e quando a eletrificação é baseada ou acompanhada de desenvolvimento de infra-estrutura social e econômica, tais como suprimento de água, programas de saúde, educação primária e secundária e estradas (WEC e FAO, 1999).

Vale frisar que, apesar da atenção desviada pelo processo de privatização, o Brasil vem nos últimos anos implementando significativos, embora esparsos, programas

de eletrificação rural, atendendo àquelas localidades onde se verificam os maiores níveis de concentração populacional ou àqueles consumidores de maior poder de reivindicação (resultante de seu poder econômico ou político). Com recursos dos governos estaduais, as concessionárias vinham trabalhando em diversos estados, antes da privatização, de forma a implementar os programas por estes idealizados. Alguns programas específicos como Pobreza Rural[12] e PRODEEM[13] e iniciativas do INCRA, prefeituras e até mesmo dos próprios consumidores também vinham contribuindo para dar continuidade ao processo de eletrificação rural no Brasil. Embora SANTOS (1996) questione a existência de uma política nacional de eletrificação rural naquele ano e mencione que as concessionárias assumiam uma postura eminentemente empresarial no trato da questão, dando preferência à eletrificação urbana, mais rentável, cinco anos depois verificamos que, apesar de suas constatações, a eletrificação rural continuou evoluindo significativamente[14].

No entanto, a reforma do Setor Elétrico, transferindo as concessionárias de distribuição para grupos privados impôs, certamente, uma redução do ritmo em algumas regiões, efeito que deverá ser sentido daqui a alguns anos ao acompanhar-se os índices de eletrificação rural, principalmente naqueles estados em que o contrato de concessão não previu metas neste sentido[15]. Este efeito pode ser atenuado e a tendência revertida caso a universalização seja aprovada nos termos da minuta discutida em outubro de 2000. O Programa luz no Campo pode ajudar ou já vem ajudando a financiar este atendimento.

---

[12] Programa financiado pelo Banco Mundial voltado para a mitigação da pobreza na zona rural (*Rural Poverty Alleviation*), com a ótica de desenvolvimento integrado e estrutura descentralizada. Somente no estado da Bahia estima-se que 9.000 domicílios rurais tenham sido eletrificados na primeira fase do Programa, entre 1995 e 2000, apenas com sistemas fotovoltaicos. A eletrificação rural convencional também é largamente utilizada neste programa. O programa de Pobreza Rural se desmembra em projetos regionais, a saber: PRODUZIR (Bahia), PCPR (Rio Grande do Norte), PRORURAL (Pernambuco), PRONESE (Sergipe), Projeto São José (Ceará), RS Rural (Rio Grande do Sul), Dar as Mãos (Piauí), COOPERAR (Paraíba) e Comunidade Viva (Maranhão).

[13] Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios, detalhado no capítulo 3.

[14] Evolução da taxa de eletrificação rural segundo a PNAD. Maiores detalhes podem ser encontrados no capítulo 2.

[15] Na verdade a redução da taxa anual de crescimento da eletrificação rural já é nítida para todas as regiões brasileiras quando analisamos os dados da PNAD ao longo dos últimos anos (maiores detalhes no capítulo 2).

A eletrificação rural no Brasil tem se resumido a extensão de rede ou instalação de grupos geradores diesel onde a primeira alternativa se mostra inviável técnica ou economicamente. Embora alguns projetos já estejam avaliando o potencial ou demonstrando a viabilidade de outras tecnologias, estas ainda encontram aplicação muito limitada[16]. A tecnologia fotovoltaica, por exemplo, vem apresentando uso cada vez maior na eletrificação rural, mas sua participação percentual ainda é pouco significativa. Existe um esforço de diversos atores (concessionárias, ONGs, companhias estaduais de água e saneamento, centros de pesquisa, órgãos governamentais, entre outros) no sentido de difundir e avaliar o uso de sistemas fotovoltaicos autônomos como alternativa para eletrificação rural no Brasil, conforme detalhado no Capítulo 2. Instituições das mais variadas especialidades estão enfrentando juntas o desafio de conhecer melhor os prós e os contras desta tecnologia cuja popularidade vem crescendo abruptamente no mundo e cujos custos decrescentes e maior maturidade a tornam atrativa para um leque cada vez maior de aplicações, conforme mostrado no Capítulo 3. Por outro lado temos que a dimensão territorial brasileira e os programas de eletrificação rural implementados nos últimos anos vêm tornando o custo da extensão de rede para eletrificação rural (custo marginal por domicílio atendido) cada vez mais alto, abrindo espaço para alternativas descentralizadas de suprimento. Devido à sua dimensão e localização geográfica, o Brasil é um dos países mais propícios no mundo para o uso de sistemas fotovoltaicos para eletrificação rural (RIBEIRO et al., 1999).

Mas o uso de novas tecnologias vai exigir uma nova racionalidade do Setor Elétrico dos diversos países. Ao invés de pensarmos em quanto um país precisa de energia e onde estão os maiores potenciais, o planejador deverá preocupar-se com o local exato onde a demanda está situada, quais são as aplicações demandantes e por quanto tempo a energia será necessária. Dentro da racionalidade atual, trabalha-se quase sempre com foco distorcido: a eletricidade é muitas vezes levada pela conveniência da oferta e não da demanda. O raciocínio simplista do custo de geração na usina precisa ser revisto. Os custos ambientais devem ser revistos e internalizados. Outros custos como

---

[16] Alguns exemplos de iniciativas em curso são PRODEEM e alguns programas estaduais de uso de sistemas distribuídos, geralmente fotovoltaicos. CEMIG e CESP já possuem programas deste tipo e diversas outras concessionárias já fizeram experiências piloto com esta tecnologia (CELPE, COPEL, COELCE e COELBA, entre outras) (RIBEIRO et al., 1999; VALENTE et al., 1994; GALDINO et al., 1995).

falta de flexibilidade e aqueles associados à distância geração/consumo também precisam ser melhor entendidos. Aspectos como flexibilidade, modularidade e mobilidade devem ser premiados.

AWERBUCH (1996) aponta de forma bem clara que novas tecnologias tendem a ser vistas como substitutas diretas de tecnologias existentes, de forma que seus benefícios e custos são entendidos em termos de métodos definidos para a "antiga" tecnologia. A compreensão integral dos benefícios das fontes renováveis vai exigir que concessionárias e outros provedores de energia elétrica reorganizem ou façam uma reengenharia de seus métodos e estratégias em função das novas tecnologias.

E quando se pensa em comparar alternativas centralizadas e descentralizadas, a localização do consumidor e o seu consumo real passam a ser elementos fundamentais. E é a esse ponto que o presente trabalho se prende. As análises aqui apresentadas terão como pano de fundo o fato de que a dispersão dos consumidores e seu consumo real são elementos chave para a definição da alternativa de menor custo, aquela que onera menos o conjunto de cidadãos brasileiros. Espera-se colher elementos suficientes para convencer as concessionárias e a ANEEL de que a geração distribuída a partir de pequenos sistemas fotovoltaicos autônomos pode representar, em muitas situações, a melhor solução para o problema da universalização que ora se desenha. Pode-se priorizar os maiores bolsões de pobreza e localidades remotas, aumentando o benefício social da eletrificação rural.

Em síntese, este trabalho pretende correlacionar a oportunidade a ser gerada pela aprovação da universalização do serviço de energia elétrica no Brasil, a necessidade de se orientar os programas de eletrificação pela demanda e não pela oferta, e a importância do suprimento de demandas residenciais básicas (iluminação e televisão, por exemplo) como instrumento de resgate da cidadania da população rural, indicando que o uso de sistemas fotovoltaicos distribuídos pode ser uma solução complementar ideal para o cumprimento das metas de universalização. Já que não se questiona a necessidade da eletrificação rural, o cerne da questão aqui tratada será a comparação entre a extensão de rede e as alternativas descentralizadas de suprimento. E para dar uma base uniforme a este debate, a análise realizada neste trabalho vai levar em conta a alternativa de menor custo, mesmo que os instrumentos utilizados ainda não sejam capazes de contabilizar todos os benefícios da tecnologia fotovoltaica para a eletrificação rural e para problemas globais como a mudança climática.

Os capítulos a seguir tecem o pano de fundo da análise e culminam com parametrização do processo decisório por parte de um agente de eletrificação rural (concessionária, permissionária ou autorizada), consolidando sugestões para o agente regulador. Mais especificamente, o Capítulo 2 apresenta uma fotografia da eletrificação rural no Brasil hoje e sua evolução no passado recente. Procura-se descrever também o perfil do consumidor rural e as tecnologias em uso. O Capítulo 3 apresenta alternativas tecnológicas para o suprimento de eletricidade naquelas comunidades remanescentes, cada vez mais remotas, cada vez mais distantes da rede de distribuição. Obviamente, dá-se ênfase às fontes renováveis de energia, fechando-se o foco na tecnologia fotovoltaica. O Capítulo 4 mostra a possível contribuição da tecnologia fotovoltaica para a melhoria dos índices de eletrificação rural no Brasil, baseando-se em experiências em curso em todo o mundo. Neste capítulo detalha-se as diversas nuances do uso de sistemas fotovoltaicos para eletrificação rural, mapeando-se seus impactos favoráveis e adversos. O Capítulo 5 sintetiza o contexto regulatório em que a eletrificação rural vem se desenvolvendo e como ele rebate na eletrificação rural com sistemas descentralizados autônomos. O Capítulo 6 pode ser visto como o cerne deste trabalho de tese. É para ele que converge todo o embasamento histórico, conceitual, técnico, institucional e regulatório, permitindo que a análise de viabilidade financeira da eletrificação rural com sistemas fotovoltaicos distribuídos, por parte de um agente de mercado, seja parametrizada. Desta forma, instrumentaliza-se o processo decisório de uma concessionária de distribuição de energia elétrica ou qualquer outro órgão (público ou privado) responsável pelo estabelecimento de metas ou planos de eletrificação rural. Com base nas conclusões acerca dos resultados verificados no Capítulo 6 e em outras constatações advindas da análise do contexto, consolida-se no Capítulo 7 um conjunto de sugestões e recomendações para os agentes responsáveis pela definição da política e regulação da eletrificação rural no Brasil.

2. A Eletrificação Rural no Brasil

O processo de reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro trouxe à tona a importância da definição de uma nova estratégia para a eletrificação rural no País, visando criar mecanismos que possam assegurar o comprometimento dos agentes do Setor com esta atividade - tradicionalmente deficitária ou de retorno em muito longo prazo. Para que tenhamos uma noção clara do problema a ser resolvido, apresenta-se, a seguir, uma síntese da situação atual da eletrificação rural (ER) no Brasil.

Diversos trabalhos têm abordado a análise da evolução histórica da ER no Brasil (OLIVEIRA, 2001, SOBRINHO et al., 1999 e PEREIRA, 1998, por exemplo). Aqui se pretende apenas contextualizar a questão sem entrar em seus meandros históricos. Fundamentalmente serão abordados neste capítulo os seguintes aspectos: índices atuais de eletrificação rural por macro regiões; evolução no passado recente destes índices; tecnologias utilizadas; o perfil do consumidor rural; mecanismos de incentivo (subsídios, compulsoriedade, contratos de concessão etc.); e o programa Luz no Campo. Busca-se detalhar aqui apenas aquelas informações necessárias à compreensão da análise alvo, apresentada no Capítulo 6.

2.1. Índices de Eletrificação Rural no Brasil

Conforme tem sido abordado nos trabalhos que buscam definir o contexto da ER no Brasil, para se ter uma idéia dos atuais índices de eletrificação podemos trabalhar com diferentes fontes de informação. No entanto, estas fontes possuem caráter muito distinto, o que faz com que os resultados devam ser cuidadosamente analisados antes de serem utilizados ou comparados. Reconhecendo esta dificuldade, a Eletrobrás, gestora do maior programa de eletrificação rural do País – Programa Luz no Campo[17], ao tentar identificar o mercado não-atendido de energia elétrica na zona rural, preparou um trabalho (ELETROBRÁS, 2000b) que indica as principais diferenças conceituais, temporais e de abrangência das fontes de dados ora utilizadas, a saber: IBGE/PNAD[18], Censo Agropecuário, INCRA e concessionárias, entre outras. Cada órgão ou pesquisa

---

[17] Descrito detalhadamente no final deste capítulo.

[18] Pesquisa Nacional por Amostra de Domicílios, conduzida anualmente pelo IBGE desde 1981 – esta pesquisa é amostral, e cobre todo o território brasileiro, exceto a zona rural de seis estados da região norte (Amazonas, Roraima, Rondônia, Acre, Amapá e Pará).

utiliza-se de definições próprias de domicílio, estabelecimento, unidade consumidora e o que é considerado urbano ou rural[19]. Além disso há que se considerar a referência temporal e erros amostrais intrínsecos às metodologias adotadas.

A PNAD trabalha tendo como base domicílios e distingue os consumidores entre urbanos e rurais em função da sua localização. O uso de energia elétrica é avaliado através da identificação da alternativa de suprimento energético para iluminação do domicílio. Neste sentido, o formulário da PNAD de 1996 incluía a seguinte pergunta e alternativas de resposta:

"Qual é a forma de iluminação deste domicílio?

Elétrica (de rede, gerador, solar)

Óleo, querosene ou gás de botijão

Outra forma (especifique)_____"

Trocando em miúdos, a PNAD indica a quantidade de domicílios que, no momento da pesquisa, faziam uso de energia elétrica para iluminação do domicílio, independente da origem e qualidade desta energia.

No conceito das concessionárias[20], é considerado consumidor rural aquele que desenvolve atividades agropecuárias, incluindo-se as cooperativas de eletrificação rural, as indústrias rurais, as coletividades rurais e os serviços públicos de irrigação.

Para o Censo Agropecuário a definição de estabelecimento agropecuário é a seguinte: "todo terreno de área contínua, independente do tamanho ou situação (urbana ou rural), formado por uma ou mais parcelas, subordinado a um único produtor, onde se processasse [no ato da pesquisa] uma exploração agropecuária, ou seja: o cultivo do solo com culturas permanentes e temporárias, inclusive hortaliças e flores; a criação e recriação ou engorda de animais de grande e médio porte; a criação de pequenos animais; a silvicultura ou o reflorestamento; e a extração de produtos vegetais. Excluíram-se da investigação os quintais de residências e hortas domésticas." O Censo divulga o número de estabelecimentos agropecuários que dispõem de acesso a energia elétrica e os respectivos gastos anuais dos mesmos com este insumo. O último Censo

---

[19] É comum, também, o uso do termo *propriedades rurais* pelos agentes do setor elétrico, o que leva a acreditar-se que sua definição seja a mesma de *consumidor rural*, apresentada a seguir, e definida pelo extinto DNAEE.

[20] Portaria 466/97 do DNAEE. Maiores detalhes podem ser encontrados em ELETROBRÁS (2000b).

Agropecuário tem como período de referência 1º de agosto de 1995 a 31 de julho de 1996.

Existem indicadores de eletrificação rural para cada um dos conceitos, critérios e fontes de dados apresentados anteriormente. A principal conclusão de ELETROBRÁS (2000b) é que, por serem realizadas em escala nacional e com periodicidade bem definida – anualmente - as PNADs devem ser adotadas como referência, balizando as ações e realimentando seus resultados.

A Figura 1 mostra a evolução da eletrificação no Brasil (iluminação elétrica de domicílios rurais) no passado recente a partir dos dados da PNAD.

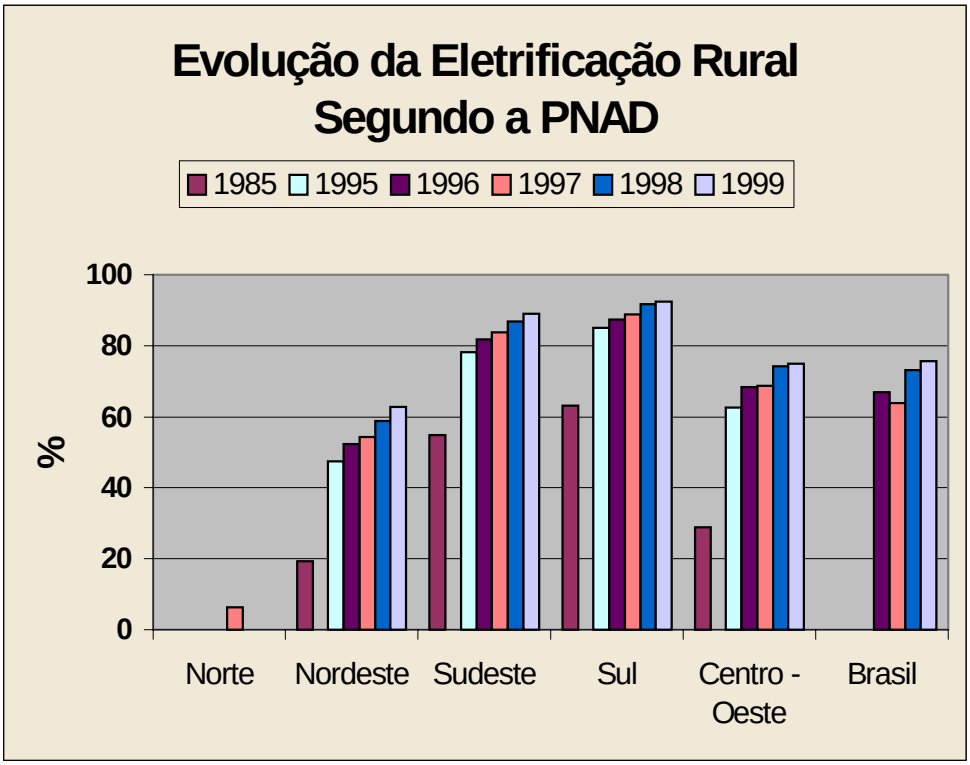


Figura 1: Evolução do índice de Eletrificação Rural no Brasil segundo a PNAD[21]

[21] O percentual da região norte para o ano de 1997 reflete apenas o estado de Tocantins. Assumiu-se que em todos os demais estados da região o nível de eletrificação rural é zero. Portanto, o percentual apresentado para a região norte no ano de 1997 refere-se ao número de domicílios eletrificados em Tocantins dividido pelo número total de domicílios rurais de toda a região norte (Amapá, Amazonas, Rondônia, Roraima, Pará, Tocantins e Acre). Por esta mesma razão o índice para o Brasil em 1997 é inferior ao de 1996, dando a falsa impressão de que houve retrocesso na eletrificação rural naquele ano.

Uma tabela comparativa das PNADs realizadas em 1997, 1998 e 1999 é apresentada no anexo I.

Verifica-se que a maior taxa percentual de eletrificação vem se desenhando no Nordeste, tendo apresentado um valor médio de 7,2% ao ano no período de análise (1995–1999) e atingido a casa dos 10% em 1996 (ver Figura 2). Neste mesmo período a taxa média anual no Sudeste foi de 3,3%. Vale destacar que Sudeste e Sul caminham para a saturação, com as taxas de crescimento tendendo a cair cada vez mais.

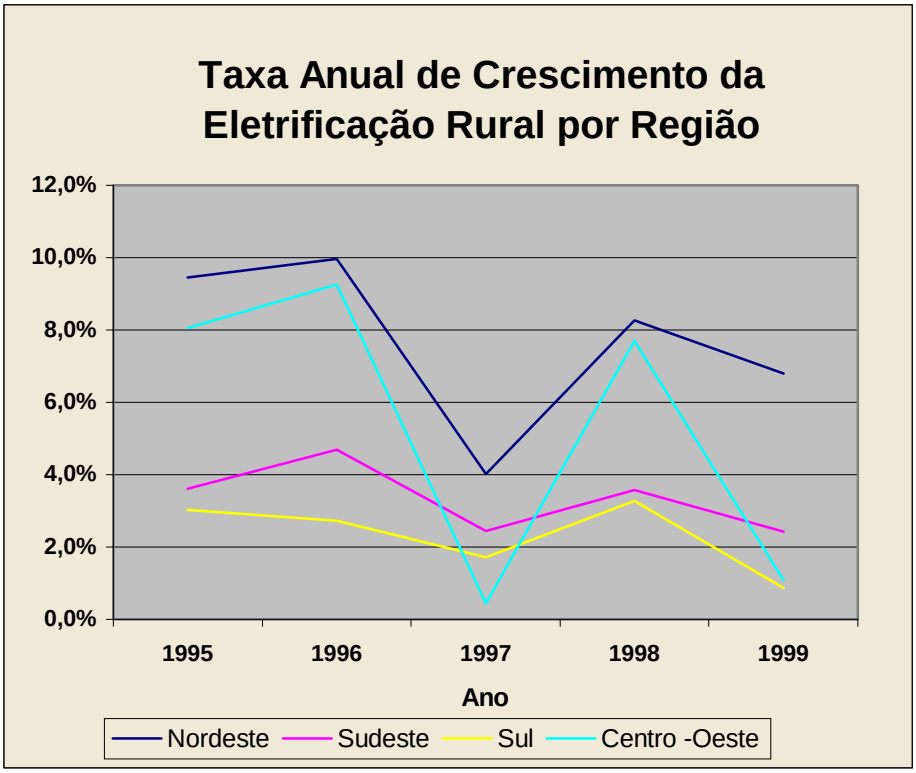


Figura 2: Taxa de Crescimento Anual da Eletrificação Rural no Brasil segundo a PNAD[22]

Já o Censo Agropecuário 1995-1996 indicou que 39% dos estabelecimentos agropecuários brasileiros estavam eletrificados na época da pesquisa (ver Tabela 1). Daqueles estabelecimentos em que foi informado o uso de energia elétrica, em 96% esta energia era comprada, em 3% era própria e em 3% obtida por cessão). Como o somatório ultrapassa 100%, verifica-se que em alguns estabelecimentos (2%) ocorriam duas alternativas.

---

[22] O valor apresentado para 1995 refere-se à taxa de crescimento anual média para o período compreendido entre 1985 e 1995. O percentual indicado na figura corresponde à variação (crescimento) da taxa de eletrificação rural com relação à taxa do ano anterior, para cada região.

Tabela 1: Percentual de Estabelecimentos Agropecuários Eletrificados

Região	*Estabelecimentos Agropecuários*	*Eletrificados*	*Eletrificados %*
Norte	446.175	47.394	11%
Nordeste	2.326.413	462.204	20%
Sudeste	841.661	520.617	62%
Sul	1.003.180	739.052	74%
Centro-Oeste	242.436	125.828	52%
Brasil	4.859.865	1.895.095	39%

Fonte: Censo Agropecuário 1995-1996 (IBGE, 1998)

2.2. Perfil do Consumidor e Evolução do Consumo Individual

Sob o ponto de vista do uso de bens duráveis, a PNAD indicou, no ano de 1999, a seguinte distribuição para os domicílios urbanos e rurais brasileiros (Tabela 2).

Tabela 2: Uso de Bens Duráveis nos Domicílios Brasileiros

Bens Duráveis	**Percentagem dos Domicílios**	
	Urbanos	**Rurais**
Rádio	91,3%	83,7%
Televisão	93,3%	63,9%
Geladeira	89,7%	52,5%
Freezer	20,8%	14,5%
Máquina de Lavar Roupa	38,0%	10,0%

Fonte PNAD (1999)

Os índices apresentados na Tabela 2 variam drasticamente entre as macro-regiões do Brasil e entre os estados que compõem estas macro-regiões. No Capítulo 6 particulariza-se o uso de bens duráveis na zona rural de dois estados da região nordeste, onde se verifica um grande potencial de uso de sistemas fotovoltaicos distribuídos para eletrificação rural.

De acordo com OLIVEIRA (2001) uma investigação mais profunda confirma que a expansão do atendimento de energia elétrica privilegiou determinados grupos da população rural, resultando em um quadro de significativas desigualdades. A porcentagem de domicílios sem energia elétrica é maior em classes de renda mais baixa, como mostra a Tabela 3. Quase 40% dos domicílios rurais com renda até 1 salário mínimo carecem de energia elétrica, ao passo que apenas 1,3% dos domicílios rurais com renda acima de 20 salários mínimos não dispõe de energia elétrica.

Tabela 3: Carência de Iluminação Elétrica nos Domicílios Rurais, por Classe de Rendimento[23]

Iluminação Elétrica	TOTAL	Classe de Rendimento Mensal Domiciliar (Salários Mínimos)								
		Até 1	Mais de 1 a 2	Mais de 2 a 3	Mais de 3 a 5	Mais de 5 a 10	Mais de 10 a 20	Mais de 20	Sem Rend.	Sem Decl.
Não tinham	24,6%	39,9%	30,0%	21,4%	13,6%	6,6%	1,7%	1,3%	38,3%	28,0%

Fonte: OLIVEIRA (2001)

A partir dos dados de despesas anuais com energia elétrica levantados pelo Censo Agropecuário pode-se estimar o consumo médio de um estabelecimento rural, aqui englobando todos os usos (residencial, comercial, agrícola e industrial) e todas as unidades domiciliares contidas nos estabelecimentos agropecuários. A Tabela 4 mostra uma estimativa de consumo de energia mensal considerando-se a tarifa média nacional divulgada pela ANEEL (ver Tabela 9 e Tabela 10).

Tabela 4: Estimativa do Consumo Médio Mensal de Energia Elétrica por Estabelecimento Agropecuário[24]

Item	*Unidade*	*Valor*
Despesa Anual com Energia Elétrica	R$x1000	670.345
Número de Informantes	estabelecimentos	1.734.036
Despesa Média Anual	R$/estabelecimento	386,58
Tarifa Média[25]	R$/MWh	84,72
Consumo Médio Anual	kWh/ano	4.563
Consumo Médio Mensal	**kWh/mês**	**380**

Já os resultados de uma pesquisa de campo realizada no Estado da Bahia em 10 comunidades (PEREIRA, 1992) indicaram que 65,8% das propriedades rurais das regiões pesquisadas consomem até 140 kWh/mês. Uma outra fonte de informação

[23] Baseado nos dados da PNAD de 1999. Exclusive a área rural de Rondônia, Acre, Amazonas, Roraima, Pará e Amapá; Ano-base: 1998.

[24] Calculado com base nos dados do Censo Agropecuário 1995-1996 (IBGE, 1998).

[25] Valor médio publicado pela ANEEL para o período compreendido entre Janeiro e Novembro de 2000, para todo o Brasil. Este valor não inclui ICMS, que varia de acordo com o estado em que a energia é comercializada, e pode chegar a 30%, em Tocantins. Na análise conduzida para se estimar os valores de consumo mostrados nesta tabela, descartou-se o ICMS como forma de compensar a variação da tarifa entre o período de referência do Censo (Agosto de 1995 a Julho de 1996) e a base temporal da tarifa média (Janeiro a Novembro de 2000).

refere-se aos relatórios encaminhados pelas concessionárias à Eletrobrás para balizar as decisões do Programa Luz no Campo, conforme mostrado na Tabela 5.

Tabela 5: Consumo Médio Mensal nos Estados do Amazonas, Pernambuco e Paraná

Concessionária	Consumo Médio Mensal por Consumidor Rural (kWh)
CEAM	157,5
CELPE	132,5
COPEL	322,1

Fonte: ELETROBRÁS, 2000b

O crescimento do consumo domiciliar é outro importante parâmetro de análise e calibragem das iniciativas de eletrificação rural. Coletou-se informações sobre o consumo por consumidor (em kWh/consumidor), no período de 1987 a 1997, para a classe rural do Estado do Paraná, da COPEL e das superintendências de distribuição em que ela atua, conforme mostrado na Figura 3. Todos os conjuntos de valores foram aproximados por curvas exponenciais, de forma que obtivéssemos a taxa de crescimento anual. (PEREIRA, 2000)

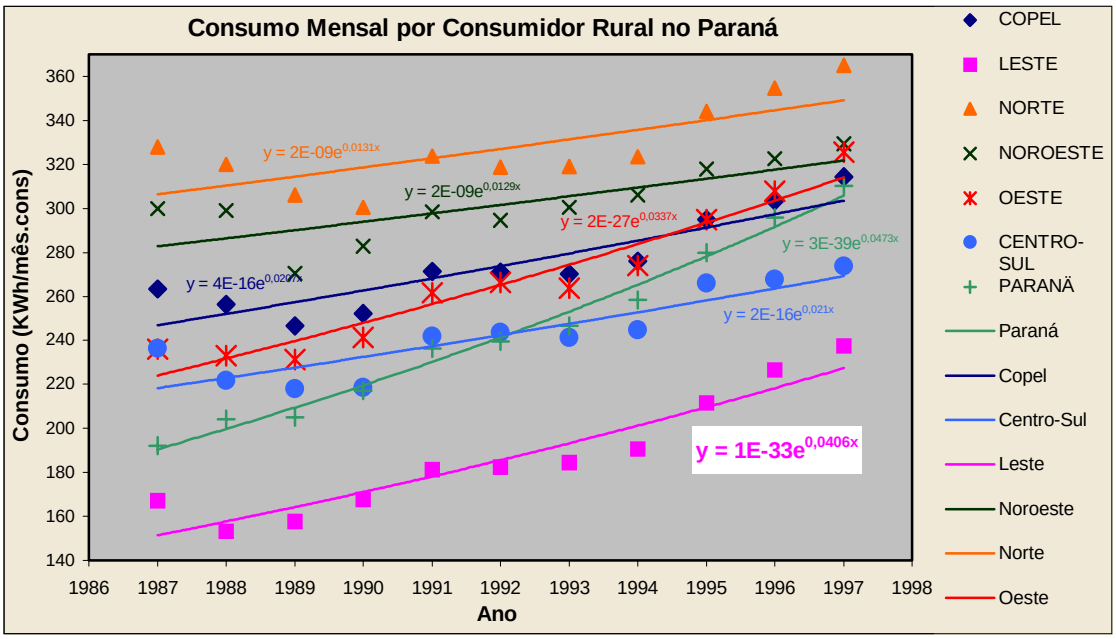


Figura 3: Evolução do consumo mensal por consumidor rural no Paraná (PEREIRA, 2000)

Os consumos médios apresentados anteriormente escondem, no entanto, o enorme abismo existente entre o consumo das grandes propriedades rurais e os

domicílios esparsos, cujos moradores fazem o uso mais básico da eletricidade, conforme já mencionado e discutido mais detalhadamente no Capítulo 6. Nenhuma análise foi feita no âmbito desta tese sobre o uso de eletricidade no setor agrícola pois o foco deste trabalho é o atendimento dos domicílios de mais baixo consumo e localizados de forma dispersa. Mesmo assim sistemas fotovoltaicos têm encontrado aplicação para suprir diversos tipos de demanda energética do setor agropecuário (cercas elétricas para confinamento de caprinos, bombeamento de água para irrigação e uso animal, entre outras).

2.3. Tecnologias Atuais de Geração e Distribuição

2.3.1 Geração

A energia elétrica consumida no meio rural é originária, predominantemente, do sistema interligado, ou seja, chega ao consumidor rural através de redes de distribuição conectadas às grandes plantas de geração do País. Isto faz com que a base de geração seja idêntica, independentemente de onde a energia esteja sendo utilizada, a saber: aproximadamente 90% de geração hidráulica com pequena, mas crescente, participação da termeletricidade (carvão, óleo, gás natural e nuclear). Uma desejada diversificação da matriz de geração de energia elétrica virá através da ênfase no uso do gás natural, conforme tem sido sinalizado pela Eletrobrás[26] e MME[27], e de alternativas como eólica e biomassa, conforme anúncios recentes da GCE. O Plano de Racionamento em vigor desde 1º de junho de 2001 é uma demonstração das conseqüências de se depender predominantemente de apenas uma fonte. A falta de investimentos em novas unidades geradoras, resultando em descompasso entre o crescimento de oferta e demanda, aliada a um regime de chuvas insuficiente ao longo dos últimos meses colocou o setor elétrico brasileiro em cheque-mate. A diversificação também é desejada por agentes privados que intencionam investir no setor.

A alternativa mais adotada naquelas localidades onde a rede de distribuição não consegue chegar é o uso de grupos geradores movidos a óleo diesel. Neste caso, um motor de combustão interna aciona um gerador elétrico. Esta é a opção mais adotada em locais remotos ou quando a mobilidade da fonte de geração é um requisito. Contam para

---

[26] Através do Plano Decenal de Expansão do Setor Elétrico 2000/2009 (ELETROBRÁS, 2000a).

[27] Programa Emergencial de Centrais Termelétricas – PECT (www.mme.gov.br).

isso tanto sua simplicidade, quanto o baixo investimento inicial requerido. A questão do custo comparativo das diversas opções será tratada no Capítulo 6. A Tabela 6 mostra os prós e contras das máquinas de combustão interna.

Tabela 6: Vantagens e Desvantagens dos Grupos Geradores a Diesel

Vantagens	*Desvantagens*
• Baixo investimento inicial; • Tecnologia largamente conhecida e disseminada; • Fácil disponibilidade e negociação no mercado; • Sistema facilmente transportável; • Adaptabilidade a cargas reativas; • Boa resposta a variações repentinas de demanda.	• Poluição e barulho, particularmente no caso de grandes instalações, além do manuseio de combustível e óleo lubrificante; • Estes sistemas tornarão as áreas isoladas muito dependentes das externalidades, tal como abastecimento de combustível (sujeito a variações no preço de mercado e às condições da estrada e rios), manutenção e reparos; • Necessidade de intervenção humana, principalmente para operação e manutenção; • Dependência de combustíveis baseados em petróleo, cujos preços no mercado internacional são incertos e pressionam a balança de pagamento[28]; • Altos custos periódicos/recorrentes; • A manutenção e o abastecimento de combustível nas regiões isoladas pode tornar-se muito difícil em certos períodos, diminuindo a confiabilidade e a qualidade dos sistemas.

Fonte: PEREIRA (2000)

Sistemas geradores movidos a óleo diesel vêm sendo implantados tanto por concessionárias quanto, e principalmente, por iniciativas privadas ou do setor público (prefeituras, agências públicas de infra-estrutura etc.). Somente na região norte existem, de acordo com RIBEIRO et al. (1998), mais de 300 sistemas diesel isolados operados pelas concessionárias e milhares de outros de propriedade privada. Para ilustrar o porte destas usinas, mostra-se na Tabela 7 a distribuição percentual das unidades operadas pelas concessionárias em função da potência nominal.

Tabela 7: Distribuição percentual dos sistemas diesel isolados na Amazônia[29]

Potência do Sistema (kW)	Ocorrência (%)
0-100	10
100-500	37
500-1000	23
>1000	30

Fonte: RIBEIRO et al. (1998)

[28] Apesar de ainda ser um país importador, o Brasil trabalha com a meta de tornar-se auto-suficiente na produção de petróleo até 2005.

[29] Este percentual reflete apenas o universo das usinas operadas pelas concessionárias de energia elétrica na região norte.

O empreendedorismo e o arrojo de alguns indivíduos e instituições, somados à disponibilidade de recursos energéticos locais, produziram alguns projetos de rodas d´água, cata-ventos, microcentrais hidrelétricas, entre outros, para suprimento de pequenas demandas locais. Estas tecnologias, juntamente com a fotovoltaica serão abordadas no Capítulo 3. No Brasil verifica-se, também, a experiência com sistemas híbridos. Alguns exemplos estão presentes na Ilha de Fernando de Noronha, na localidade de Ponta de Pedras, no estado do Pará, na Ilha de Marajó, também no Pará, e Vila de Campinas, no estado do Amazonas, município de Manacapuru. Os dois últimos exemplos são descritos em detalhes em RIBEIRO et al. (1998). Em Marajó implantou-se um sistema híbrido solar/eólico/diesel e em Campinas um sistema solar/diesel, ambos de 50kW.

No plano da geração distribuída voltada para a eletrificação rural através de pequenos sistemas autônomos, onde predomina a tecnologia fotovoltaica, já se pode listar diversas iniciativas em curso no Brasil, envolvendo os mais diversos agentes. A Tabela 8 lista algumas destas iniciativas, não pretendendo ser um mapeamento completo de todas as iniciativas em andamento no Brasil, mas visando, sim, mostrar algumas das mais importantes.

Tabela 8: Iniciativas de Eletrificação Rural no Brasil com Sistemas Fotovoltaicos Autônomos

Programa	*# Sistemas*	*Potência Média (Wp[30])*	*Aplicação*	*Observações/Status*
PRODEEM	5744[31]	535	Escolas, postos de saúde, igrejas, centros comunitários, bombeamento de água etc.	Maiores detalhes no Capítulo 3. Outros 3000 sistemas estarão sendo adquiridos até dezembro de 2001. Até agora, só se relata a instalação de aproximadamente 50% dos sistemas. Falta de engajamento de alguns agentes regionais levando a alta taxa de falhas.
PRODUZIR[32]	8723	50 (estimado)	Eletrificação de domicílios: iluminação, TV rádio, bombeamento de água etc.	Recursos do Banco Mundial através do *Rural Poverty Alleviation Program* (posição em Julho de 2001). Sistemas já instalados. Dificuldades na implementação da estratégia de gestão.
APAEB	427	60 (estimado)	Cercas Elétricas e Eletrificação de domicílios: iluminação, TV, rádio etc.	216 sistemas através de fundo rotativo, 184 vendidos diretamente e 27 em estoque (status em 07/2000). Todos os sistemas em operação. Baixa taxa de falhas.
SOLAR BRASIL	3500	?	Diversas	Comercialização Direta, principalmente no estado de São Paulo. Conceito de *call center* com distribuidores locais orientados pela Solar Brasil.
CEMIG	750[33]	75[34]	Escolas, residências, bombeamento de água, centros comunitários, igrejas, telefones públicos,	Inicialmente com apoio do USDoE[35] e GTZ. 5000 sistemas de pré-eletrificação previstos no Programa Luz Solar, além de 800 comunitários. Sistemas em operação e estratégia de manutenção definida.
CESP/ECOWATT	120	140	Sistemas residenciais, escolas e igrejas	Instalados no Vale do Ribeira (SP). Cobrança de tarifa com recuperação total dos custos (R$ 13,50 por mês). Elevado nível de inadimplência. Problemas operacionais detectados já em 2000. Diagnóstico feito pelo IEE/USP.
IEE/USP	15	50	Escolas, residências	Instalados no Vale do Ribeira. Fundo de manutenção (90R$ na instalação + 5 R$ por mês). Sistemas operacionais e com envolvimento comunitário.
IDER	500	50 (estimado)	Residências	Esquema de fundos rotativos. Sistemas em operação.
FTV/Luz do Sol	2520	50	Sistemas Residenciais	84 microempresários, cada um responsável por 30 sistemas.

[30] Potência média por sistema. A unidade de potência dos módulos é explicada no capítulo 3.

[31] Total de sistemas adquiridos até a fase IV do programa, exclusive aqueles adquiridos pela CEMIG com aporte direto de recursos pelo MME.

[32] O Programa PRODUZIR já contemplou, através de 202 projetos, 75 municípios baianos com sistemas de energia solar fotovoltaica, beneficiando mais de 9000 famílias. Iniciativas similares estão ocorrendo em outros estados beneficiados pelo *Rural Poverty Alleviation Program* e não estão contabilizadas nesta tabela.

[33] Inclui 550 residências, 160 escolas e 40 sistemas de bombeamento de água. Alguns dos sistemas comunitários foram fornecidos pelo PRODEEM. Mas este número é pouco significativo pois a CEMIG conseguiu negociar com o MME para receber diretamente os recursos e proceder a compra dos sistemas e contratação dos serviços de manutenção.

[34] Potência média dos sistemas residenciais. Escolas possuem potência média de 500 Wp.

[35] Em 1993, o CEPEL estabeleceu um convênio com o NREL através do qual equipamentos foram doados pelo USDoE. Este projeto contou com a parceria de diversas concessionárias (COELBA, CEMIG, CELPA, CEAM, COELCE, CELPE, CEB e CEAL).

Programa	*# Sistemas*	*Potência Média (Wp[30])*	*Aplicação*	*Observações/Status*
				Financiamento do BN.
APAEB/BN/FTV[36]	500	60 (estimado)	Residências	Linha de financiamento em negociação com o BN; R$ 1.479,00 por sistema. Sistemas provenientes de iniciativa anterior da FTV (recarga de baterias) que falhou devido à inadimplência dos usuários.
CELPE	749	106	Sistemas residenciais e escolas	Financiados pelo USDoE e Programa Eldorado. Alto índice de sistemas inoperantes ou com operação precária. Muitos sistemas desativados em função da chegada da rede.
CELPE	15	1100	Sistemas de bombeamento de água	Financiados pelo Programa Eldorado
COELCE	563	55		Financiados pelo USDoE. Relatos recentes indicam que estes sistemas foram abandonados pela COELCE. Muitos sistemas desativados em função da chegada da rede.
CERB/BA	164	?	Bombeamento de água	Atendendo a 79 municípios e beneficiando aproximadamente 21 mil pessoas.
COPASA/MG	174[37]	?	Bombeamento de água	Sistemas em operação. A COPASA ficará responsável também pelos sistemas de bombeamento hoje operados e mantidos pela CEMIG (convênio COPASA/CEMIG).
GTZ	15	963	Bombeamento de água	Implantados no Ceará, em parceria com a COELCE.
COELBA	156	?	Residências, bombeamento de água para consumo humano e irrigação, escolas, cercas elétricas, outros	Recursos do USDoE. Status atual desconhecido.
CESP/GTZ e CESP/Secretarias Estaduais de Saúde e Meio Ambiente	65	384	Unidades básicas de Saúde, Estações ecológicas, parques estaduais do litoral	Parcerias institucionais da CESP para levar energia para o Vale do Ribeira.
NAPER	126	?	Sistemas residenciais	Com o apoio financeiro do Programa de Combate à Pobreza do Estado de Pernambuco – Prorural.
Total	**24.826**			

Elaboração Própria a partir de RIBEIRO et al. (1999); PEREIRA (1998); WINROCK & UNIFACS (2000); CRESESB (1995); e informações obtidas junto a CAR; APAEB; COPASA; CERB; USP; FTV; IDER.

2.3.2 **Distribuição**

A estrutura da rede de distribuição predominante no Brasil é a radial aérea, sendo reservada pequena participação para as linhas subterrâneas em alguns centros urbanos. O tipo de sistema a ser adotado depende de vários fatores, entre eles a existência ou não de condutor neutro, configuração de linha tronco e ramais, combinação de bitola dos condutores, tipos de pólos, terreno, acessibilidade, mão de obra, infra-estrutura de sub-transmissão e espaçamento entre subestações existentes e previstas. (PEREIRA, 2000)

---

[36] Projeto em negociação que prevê o financiamento do BN para os associados da APAEB.

[37] Deste total, 13 sistemas foram fornecidos pelo PRODEEM.

Por apresentar custo mais baixo do que os sistemas monofásicos e trifásicos convencionais, a linha do tipo MRT (Monofilar com Retorno por Terra) vem se tornando bastante comum no Brasil, tendo sido, inclusive, explicitamente recomendada no Programa Luz no Campo (SOBRINHO et al., 1999).

Para se evitar o emprego indiscriminado de sistemas com redes monofilares, constituem-se parâmetros essenciais o planejamento das áreas, a avaliação prévia das características das cargas a serem atendidas, a resistividade do solo na região e o seu posicionamento em relação aos alimentadores existentes (SERAPHIM et al., 1999).

Alguns dos maiores países desenvolvidos do mundo, como Estados Unidos, Canadá, Austrália e a antiga União Soviética, bem como outros em desenvolvimento, como por exemplo Argentina, utilizaram com sucesso sistemas simplificados de distribuição de energia elétrica como forma de viabilizar a eletrificação rural (SANTOS, 1996).

Para ilustrar o acima exposto vale mencionar que o programa de eletrificação rural da CELPE implantou, até dezembro de 1998, 30 mil quilômetros de linhas de distribuição, sendo 95% em sistema MRT e o restante em sistema trifásico[38] (XAVIER e SILVEIRA, 1999).

2.4. Tarifas e Subsídios

A tarifa de energia elétrica é hoje calculada para cada concessionária de forma a manter o equilíbrio econômico-financeiro das mesmas e são regulamentadas pela ANEEL. A revisão das tarifas é anual e definida por classes de consumo. Este assunto é abordado também no Capítulo 5.

A Tabela 9 mostra a tarifa média para o período compreendido entre janeiro e dezembro de 2000, por classe de consumo, conforme publicada pela ANEEL. Os valores estão expressos em Reais por MWh e não incluem ICMS.

---

[38] Aproximadamente 96% das linhas foram construídas em cabo de alumínio nu CAA 4 AWG e os 4% restantes em cabo CAA 1/0 AWG.

Tabela 9:Tarifas de Energia Elétrica Publicadas pela ANEEL Janeiro-Dezembro/2000

Tarifas Médias por Classe de Consumo (R$/MWh)						
Classe de Consumo	**Norte**	**Nordeste**	**Sudeste**	**Sul**	**Centro-Oeste**	**Brasil**
Residencial	155,67	147,99	162,85	156,95	155,30	158,84
Industrial	45,99	56,83	75,05	80,61	81,98	71,09
Comercial	146,53	126,66	139,60	131,99	138,62	136,87
Rural	102,38	79,72	92,50	78,23	88,75	85,34
Poder Público	142,28	127,18	137,44	139,63	137,67	136,09
Iluminação Pública	87,53	82,70	90,05	79,40	81,83	85,81
Serviço Público	89,90	76,91	78,83	83,69	78,18	79,51
Consumo Próprio	138,95	136,29	62,78	81,51	149,28	80,17
Média	92,90	94,48	112,24	109,40	123,78	108,53

Fonte: ANEEL (2001)

Embora reflita um período menor, vale mencionar estes mesmos valores para o ano de 2001. A Tabela 10 mostra a tarifa média entre janeiro e agosto de 2001 para a zona rural.

Tabela 10: Tarifas de Energia Elétrica Publicadas pela ANEEL Janeiro-Agosto/2001

Tarifas Médias por Classe de Consumo (R$/MWh)						
Classe de Consumo	**Norte**	**Nordeste**	**Sudeste**	**Sul**	**Centro - Oeste**	**Brasil**
Residencial	160,46	166,76	180,45	175,03	172,40	175,99
Industrial	46,85	63,84	84,79	88,90	91,34	79,78
Comercial	138,99	137,80	155,71	147,27	155,07	151,09
Rural	110,10	84,91	103,91	86,53	100,41	94,39
Poder Público	143,76	139,70	150,44	149,99	159,71	148,66
Iluminação Pública	90,71	86,74	98,12	89,85	90,67	93,26
Serviço Público	90,55	83,31	88,10	94,14	88,24	88,10
Consumo Próprio	148,61	151,38	59,18	88,60	165,33	78,56
Tarifa Média Total	95,56	105,21	124,75	121,25	137,35	120,19

Fonte: ANEEL (2001)

A Figura 4 ilustra a variação da tarifa de energia elétrica na zona rural e urbana de municípios do estado do Rio de Janeiro (Pati do Alferes e Petrópolis, respectivamente)[39].

[39] A cotação da moeda americana utilizada foi aquela da data de pagamento, antes da estabilidade do Real, ou valor de referência do mês considerado.

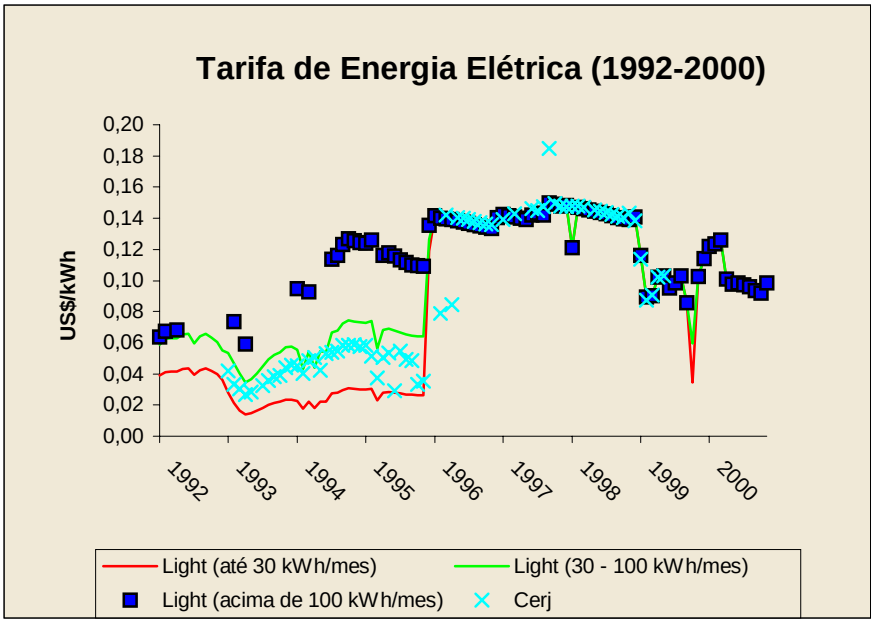


Figura 4: Tarifa de Energia para as Concessionárias Light (Rural) e Cerj (Urbano), incluindo ICMS[40]

Quanto aos subsídios ao consumo de combustíveis fósseis e de eletricidade, SCHELEDER (1998) avalia que, nas regiões mais distantes e nas comunidades isoladas, os mesmos inibiram o desenvolvimento de sistemas de produção e uso locais de energia a partir das fontes energéticas disponíveis nas próprias regiões.

> *"Estes sistemas poderiam ser competitivos, a preços reais, com os convencionais hoje utilizados como, por exemplo, a geração termelétrica à base de derivados de petróleo, largamente adotada como única opção para o suprimento aos sistemas isolados. Além disso, o aproveitamento das fontes de energia locais permitiria a geração de um maior número de empregos nas áreas mais carentes do interior do país, manteria a receita da produção e da comercialização da energia na própria região e poderia suportar um processo de desenvolvimento regional auto-sustentado."* (SCHELEDER, 1998)

Cabe ressaltar, no entanto, que estes subsídios devem ser e estão sendo redirecionados. Fontes de financiamento existentes estão sendo também expandidas para o uso de fontes renováveis. O melhor exemplo é a CCC[41], que hoje pode ser usada

---

[40] A alíquota é de 18% para o estado do Rio de Janeiro.

[41] A Conta de Consumo de Combustíveis é detalhada no capítulo 5.

para ressarcir parcialmente o investidor que optar por implementar projetos de aproveitamento de recursos energéticos renováveis em substituição ao uso de combustíveis fósseis. A CCC é usada para corrigir distorções regionais, e trazer a tarifa das localidades isoladas para os patamares praticados para os consumidores atendidos pelo sistema interligado, cujo custo de geração é muito inferior.

Dentro de uma mesma região de concessão também se verifica subsídio à tarifa de eletrificação rural, cujo nível tarifário só costuma ser superior ao das classes de consumo industrial e público (ver Tabela 9). Estas tarifas não refletem a realidade do mercado pois a eletrificação rural é quase sempre mais onerosa para a concessionária. Mas o maior subsídio à eletrificação rural ainda é aportado pelos tesouros estaduais para o investimento inicial. Este assunto é tratado com mais detalhes adiante, mais especificamente para o Programa Luz no Campo onde governos estaduais assumem o ônus da dívida.

Linhas de financiamento diferenciadas, como é o caso do Programa Luz no Campo, detalhado no final deste capítulo, também resultam em estímulo para a eletrificação rural.

2.5. ***Custo da Eletrificação Rural***

Entender as componentes de custo de uma rede de distribuição[42] é fundamental para que possamos avaliar, de forma comparativa, qual é a melhor alternativa para suprir uma dada demanda energética. Algumas fontes foram identificadas onde se faz referência a estes custos e a Tabela 11 sintetiza estas informações.

---

[42] Uma rede de distribuição divide-se em rede de baixa tensão (no Brasil, normalmente 380/220 Volts ou 220/110 Volts) e rede de média ou alta tensão (normalmente 13.2 ou 13.8 kVolts). Interligando as duas encontra-se sempre um transformador.

Tabela 11: Custos[43] de Eletrificação Rural para Concessionária, Cooperativa e Luz no Campo

Item	CELPE[44]	CERAPE[45]	Luz no Campo[46]	Unidade
Transformador		750,00		R$/unidade
Linha de Baixa Tensão		6.600,00		R$/km
Linha de Média Tensão (MRT)	4.296,30	4.300,00	8.200,00	R$/km
Ramal (500 m)	2.124,70			R$

Custos estão sempre associados às especificidades do consumidor (localização, demanda etc.). Por isso, muitas concessionárias trabalham com preços médios por conexão. XAVIER e SILVEIRA (1999) citam que o custo por conexão na área de concessão da CELPE é de R$ 1.300,00, um dos mais baixos do País em função das peculiaridades do sistema de distribuição de eletricidade em Pernambuco. O custo "referencial" adotado pelo Programa Luz no Campo, como será apresentado ainda neste capítulo, é de R$3.200,00 por conexão (ELETROBRÁS, 1999 e SOBRINHO et al., 1999). Em matéria na Revista Brasil Energia, publicada em novembro de 1999, menciona-se que este mesmo custo para a CERJ está na faixa de R$ 8.000,00. Custos médios podem ser encontrados também em PEREIRA (1998) para os estados do Paraná, São Paulo e Ceará.

2.6. Os Programas Estaduais de Eletrificação Rural e os Contratos de Concessão

Depois do lançamento do Programa Luz no Campo, ficou mais difícil identificar os impactos de programas de eletrificação rural que estejam sendo conduzidos de forma independente nos estados. Isto porque em muitos casos as metas dos programas estaduais foram inseridas no escopo do Luz no Campo. No passado recente, PEREIRA (1998) destaca os programas de Minas Gerais, Pernambuco, São Paulo, Paraná, Bahia e Ceará.

---

[43] Custo para o consumidor que pretende contratar a extensão de rede.

[44] Conforme citado em LIMA (1999).

[45] Cooperativa de Energia do Agreste Pernambucano. Os valores referem-se a condutor de alumínio e transformador de 5 kVA.

[46] Conforme declaração do então Ministro Rodolfo Tourinho (GAZETA MERCANTIL, 1999).

O Estado de Pernambuco vem se destacando ao longo dos últimos anos pelo arrojado programa de eletrificação rural que vem conduzindo[47]. Mesmo depois da privatização da concessionária estadual o ritmo vem se mantendo. A CELPE aplica, de acordo com a obrigação explicitada em seu contrato de concessão, 2% da receita líquida em universalização dos serviços. Este percentual representou, em 2000, R$ 15 milhões e este montante foi quase que exclusivamente destinado a eletrificação rural (GAZETA DO NORDESTE, 2001).

OLIVEIRA (2001) fez uma análise de 52 contratos[48] de concessionárias de distribuição do país, identificando 10 tipos de contratos no que se refere ao tratamento da questão da eletrificação rural e universalização do serviço. A Tabela apresentada no Anexo II mostra o resultado desta classificação. As principais conclusões são listadas a seguir.

Segundo OLIVEIRA (2001), a maioria dos contratos não estabelece metas específicas de universalização. Somente os contratos da CEEE - Centro Oeste e da CEEE - Norte-Nordeste, ambas operando no Rio Grande do Sul, contêm metas específicas para indicadores de universalização dos serviços[49]. Em outros casos, há cláusulas que determinam o tratamento não-excludente a populações de baixa renda e de baixa densidade populacional, inclusive em áreas rurais. Outros contratos prevêem a realização de obras (sendo que apenas três contêm metas tímidas e prazos específicos[50]), estabelecendo que a participação do concessionário se dará dentro dos limites de viabilidade econômica do projeto, com a complementação financeira do governo, que tem interesse no resultado social do projeto. Algumas concessionárias têm o

---

[47] Entendido como o mais arrojado programa de eletrificação rural da atualidade no Brasil, o Programa *Luz que Produz* vem tendo o envolvimento do Governo Estadual, Prefeituras Municipais, Sindicatos, Cooperativas de Eletrificação Rural e sociedade civil (XAVIER e SILVEIRA, 1999). Em doze anos este programa eletrificou mais de 200.000 propriedades rurais, elevando o índice de eletrificação rural de Pernambuco para o mesmo nível de estados como Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul (em torno de 70%). Em 1998, 52.191 propriedades rurais foram eletrificadas pela CELPE (92%) e cooperativas (8%).(XAVIER e SILVEIRA, 1999)

[48] Contratos de concessão de serviço público de distribuição de energia elétrica.

[49] Esta informação conflita com GAZETA DO NORDESTE (2001) que informa que a CELPE possui índices definidos para universalização, conforme já mencionado.

[50] Os contratos da CEMAT e da CELPA determinam o atendimento, no prazo de um ano, a um total de 35 municípios isolados, nos estados do Mato Grosso e do Pará, respectivamente. O contrato da CEMAR determinava o atendimento a 3 municípios maranhenses até dezembro de 2000.

compromisso contratual de participar de programas federais ou estaduais de eletrificação rural. O caso da CERJ é o mais grave de todos: o instrumento contratual não faz nenhuma menção à obrigatoriedade de atendimento a consumidores de baixa renda ou residentes em áreas rurais.

Observa-se, portanto, que os contratos não são padronizados, tendo havido um processo de aperfeiçoamento progressivo. No entanto, não é possível afirmar que mesmo os contratos mais recentes tenham alcançado um nível adequado de tratamento da questão rural. A escassez de metas específicas torna praticamente voluntária a adesão efetiva da concessionária ao esforço de universalização, daí a necessidade de se definir um instrumento de compulsoriedade/incentivo, o que pode ser alcançado com a publicação da resolução da universalização do serviço de energia elétrica no Brasil. De forma geral, pode-se dizer que todos os contratos são bastante negligentes, sendo que, no caso da CERJ, a questão rural foi completamente omitida. É curioso observar que tenham sido estipulados indicadores de universalização apenas no Rio Grande do Sul, onde os índices já são bastante elevados.

Uma análise das propriedades das classes estabelecidas por OLIVEIRA (2001) indica que os pontos de diferenciação dos contratos são:

- Exclusividade [ou não] de atendimento nas áreas onde ficar constatada a atuação de cooperativas de eletrificação rural;
- Obrigação [ou não] de atendimento de consumidores, conforme solicitação do Governo do Estado. A obra será executada mediante recebimento, pela Concessionária, de contribuição do Estado, compensando a diferença entre o custeio das obras e o limite de investimento de responsabilidade da Concessionária. Metas e prazos especificados [ou não];
- Presença [ou não] de cláusula referente ao tratamento não-excludente das populações de baixa renda e de baixa densidade populacional, inclusive as rurais;
- Existência [ou não] de anexo com metas específicas para indicadores de universalização dos serviços;
- Presença [ou não] de cláusula específica sobre eletrificação rural. Comprometimento da concessionária a participar de programas federais ou estaduais de eletrificação rural. Em caso de não atendimento, a

Concessionária deve propor à ANEEL, num prazo de 90 dias, alternativa de atendimento da demanda identificada de seu mercado.

2.7. ***Programa Luz no Campo***[51]

Anunciado pela Eletrobrás em Dezembro de 1999, o Programa Nacional de Eletrificação Rural Luz no Campo prevê a energização de um milhão de propriedades rurais no Brasil, num horizonte de 3 anos[52], principalmente aquelas com potencial de desenvolvimento econômico. Para alcançar este objetivo o Programa pode se valer da extensão da rede elétrica convencional ou geração descentralizada (baseados em queima de combustível fóssil e fontes alternativas de energia, tais como solar, eólica, biomassa, MCH's e PCH's). As prioridades são definidas com base nas diretrizes estabelecidas pelo Ministério de Minas e Energia.

Os recursos para financiamentos são provenientes da Reserva Global de Reversão[53] – RGR. Os financiamentos são aplicados em áreas que atendem principalmente aos seguintes critérios:

- dotadas de condições (atuais ou potenciais) de produção agropecuária e agro-industrial e afins;
- com programas de eletrificação rural em andamento e com boa densidade de propriedades e/ou domicílios rurais, não supridos com eletricidade, associados a projetos de desenvolvimento econômico.

De acordo com o Manual de Habilitação do Programa (ELETROBRÁS, 1999), a aplicação dos recursos, na forma de empréstimos para os agentes executores – concessionárias, permissionárias e autorizadas, dar-se-á na construção de obras de distribuição rural (podendo incluir parte do custo de instalações elétricas em domicílios e equipamentos eletrodomésticos e eletro-rurais[54]), sistemas de geração descentralizados

---

[51] Seção elaborada a partir de ELETROBRÁS (1999) e SOBRINHO et al. (1999).

[52] Algumas vezes ouve-se falar de um horizonte de 4 anos, o que deve se verificar na prática pois os resultados apresentados pelo programa em seu primeiro ano são considerados modestos se comparados com as metas, conforme mostrado na Tabela 12.

[53] A lei 9.427/96 estabeleceu que 50% dos recursos da RGR fossem direcionados para as regiões norte, nordeste e centro-oeste e que nestas regiões 50% destes recursos fossem alocados em programas de eletrificação rural, eficiência energética e suprimento de energia elétrica a consumidores de baixa renda.

[54] De acordo com ELETROBRÁS (1999), os agentes executores poderão incluir no investimento de seus programas parte do custo de um *kit* contendo:

(integrantes de projetos que sejam tecnicamente habilitados pela Eletrobrás e iniciados após a aprovação da solicitação de financiamento) e, em caráter excepcional, obras de reforço a montante dos pontos de entrega de energia à rede de distribuição rural.

Os programas a serem realizados pelos agentes executores poderão ser objetos de convênio, ou contrato, com cooperativas de eletrificação rural e administrações estaduais e/ ou municipais. As seguintes condições serão observadas nas solicitações de financiamento do Programa Luz no Campo:

- Valor máximo do financiamento de até 75% do custo total do programa proposto, com um custo referencial de R$3.200,00 por ligação (preços de 31 de dezembro de 1998). Esses 75% do custo total deverão ser aplicados em material e mão-de-obra de terceiros. Os gastos com engenharia e administração não poderão ultrapassar 15 % do custo total do programa;
- Prazo de aplicação: até 24 meses contados a partir da data da liberação da primeira parcela contratual;
- Carência: 24 meses, ajustada ao cronograma de execução dos projetos e contada a partir da data de liberação da primeira parcela do contrato;
- Juros: 5% (cinco por cento) ao ano, calculados sobre o saldo devedor corrigido;
- Taxa de administração: 1% (um por cento) ao ano, calculada sobre o saldo devedor corrigido;

- instalações elétricas dos domicílios de interessados e/ou;
- equipamentos eletrodomésticos e eletro-rurais eficientes e/ou;
- equipamentos eletrodomésticos e eletro-rurais que não são, ainda, objeto de outorga do Selo de Economia de Energia do PROCEL.

São as seguintes as condições/limitações que permitirão a inclusão de parte do custo total do *kit*:

(a) até 20% (vinte por cento) do custo total do *kit*, com teto (limite) de R$640,00 (seiscentos e quarenta reais) por interessado;

(b) concordância prévia de cada pretendente à ligação com relação à aquisição do *kit*;

(c) a soma do valor médio por ligação do programa proposto com o valor estabelecido em (a) não deverá ultrapassar o valor do custo referencial de R$3.200,00/ligação.

- Amortização: será efetuada em parcelas mensais, iguais e sucessivas, a partir do primeiro mês após a carência, no prazo máximo de 5[55] (cinco) anos, a ser definido pela análise dos projetos, considerando a natureza do investimento;
- Reajuste do saldo devedor: será efetivado anualmente, na data de aniversário do contrato de financiamento a ser efetuado, com base na variação do índice estabelecido pela legislação vigente para correção da RGR[56];
- Comissão de reserva de crédito: a mutuária pagará uma comissão correspondente a 1% (um por cento) ao ano sobre o saldo não desembolsado do crédito, que será considerada a partir da liberação da primeira parcela contratual. O valor da comissão será vencível e pago a cada liberação, a ser deduzido da parcela a ser liberada, ou no vencimento da carência;
- Encerramento de crédito: a parcela do crédito contratual, não utilizada até o vencimento da carência, poderá ser automaticamente cancelada, sem necessidade de comunicação prévia à mutuária, à satisfação da ELETROBRÁS;
- Garantia: vinculação de receita e/ou outra garantia efetiva, à satisfação da ELETROBRÁS;
- O valor de liberação da primeira parcela será de, no máximo, 10% (dez por cento) do valor do financiamento Comprovação da execução física de acordo com os cronogramas atualizados, à satisfação da ELETROBRÁS.

As principais conquistas do PLC após pouco mais de um ano de seu lançamento foram destacadas em matéria publicada em fevereiro de 2001 na revista Brasil Energia. Apenas metade do planejado para o primeiro ano teria sido alcançado, com uma estimativa de 135 mil consumidores eletrificados através do Programa até dezembro de

---

[55] Este prazo é de 10 anos para os projetos das regiões Norte, Nordeste e Vale do Jequitinhonha, Minas Gerais (BRASIL ENERGIA, 2001).

[56] Detalhes sobre a RGR são apresentados no capítulo 5.

2000. Este valor difere do total apresentado na Tabela 12, provavelmente em função da referência temporal (não especificada para a Tabela 12).

Ainda faltava, em dezembro de 2000, a adesão ao Programa, de concessionárias de 4 dos 27 estados brasileiros (Amapá, Rio Grande do Norte, Maranhão e Amazonas). Até aquele momento já haviam sido firmados contratos com 43 concessionárias.

A Tabela 12 apresenta as metas do PLC por estado e o número de consumidores ligados.

Tabela 12: Principais Números do Programa Luz no Campo

Estado	Agente executor (Concessionária)	Valor global (R$)	Financiado (R$)	Número de consumidores previstos	Índice de ER após Luz no Campo (%)	Consumidores ligados
Centro-Oeste						
Distrito Federal	CEB	8,870,450.00	6,652,840.00	3.000	88	0
Goiás	CELG	94,481,040.00	66,135,000.00	15.000	100	4.475
	CELG2	32,981,797.00	10,500,000.00	5.995		0
Mato Grosso	CEMAT	170,512,000.00	127,874,000.00	43.000	77	97
Mato Grosso do Sul	ENERSUL	34,144,260.00	25,608,190.00	6.662	74	179
Total		**340,989,547.00**	**236,770,030.00**	**73.657**		**4.751**
Região Sul						
Paraná	CFLO	591,890.00	443,920.00	152	99	0
	COCEL	893,790.00	670,340.00	318		1
	COPEL	116,678,360.00	49,834,010.00	40.000		3.008
Rio Grande do Sul	AES	30,432,090.00	22,824,060.00	11.523	87	19
	CEEE	51,199,924.00	38,399,940.00	16.000		0
	RGE	30,273,200.00	22,704,900.00	11.000		0
Santa Catarina	CELESC	38,399,970.00	28,799,980.00	12.000	100	2.595
Total		**268,469,224.00**	**163,677,150.00**	**90.993**		**5.623**
Região Nordeste						
Alagoas	CEAL	36,000,000.00	27,250,000.00	14.000	39	0
Paraíba	CELB	649,783.00	487,337.00	553	72	0
	SAELPA	15,750,000.00	11,813,000.00	8.750		710
Pernambuco	CELPE 1	46,199,210.00	34,649,410.00	36.000	100	23.000
	CELPE 2	109,640,820.00	82,230,620.00	66.600		7.355
Piauí	CEPISA	30,000,000.00	22,500,000.00	13.500	10	1.550
Bahia	COELBA	237,000,000.00	178,250,000.00	116.000	34	28.980
Ceará	COELCE	85,000,000.00	63,750,000.00	85.000	100	178
Sergipe	ENERGIPE	35,000,000.00	26,250,000.00	15.663	56	0
	SULGIPE-	4,651,420.00	3,488,570.00	2.154		998
Total		**599,891,233.00**	**450,668,937.00**	**358.220**		**62.771**
Região Norte						
Pará	CELPA	117,365,100.00	88,523,820.00	59.250	19,6	3.710
Tocantins	CELTINS	175,886,490.00	46,890,000.00	19.000	55	1.760
Roraima	CER	24,313,090.00	17,019,170.00	4.235	31	0
Rondônia	CERON	44,132,410.00	33,099,310.00	13.911	21	0
Acre	ELETROACRE	19,018,000.00	12,474,000.00	6.043	13,1	0
Total		**380,715,090.00**	**198,006,300.00**	**102.439**		**5.470**
Região Sudeste						
Espírito Santo	ELFSM	5,610,680.00	4,208,010.00	1.725	87	0
	ESCELSA	44,570,720.00	33,428,040.00	14.000		24
Minas Gerais	CEMIG 1	88,540,820.00	66,405,610.00	41.168	87	16.052
	CEMIG 2	130,520,480.00	97,890,360.00	71.982		11.298
	CFLCL	16,479,737.00	12,359,803.00	4.800		20
Rio de Janeiro	CENF	6,003,260.00	4,502,446.00	1.749	77	0
	CERJ	20,198,210.00	15,148,650.00	10.000		35
	LIGHT	4,000,240.00	3,000,180.00	1.200		28
São Paulo	CAIUÁ	4,049,070.00	3,036,800.00	850	100	26
	CLFSC	2,237,330.00	1,086,480.00	675		0
	CNEE	397,950.00	298,460.00	120		3
	CPFL	5,389,000.00	3,600,000.00	2.000		0
	CSPE	170,827.00	126,412.00	127		0
	EBE	26,202,240.00	16,350,000.00	10.000		242
	EEB	2,822,710.00	2,117,030.00	1.000		448
	EEVP	1,892,210.00	1,419,160.00	500		0
	ELEKTRO	15,253,840.00	8,934,400.00	5.090		
Total		**374,339,324.00**	**273,911,841.00**	**166.986**		**28.176**
Brasil Total		**1,964,404,418.00**	**1,323,034,258.00**	**995.814**	**67,29**	**106.791**

Fonte: Revista Brasil Energia (2001)

3. Alternativas de Geração e Distribuição de Energia Elétrica no Meio Rural

Além da extensão da rede de distribuição[57] e da geração distribuída com sistemas a diesel associados a uma pequena rede de distribuição local, apresentados no Capítulo 2 como técnicas largamente utilizadas no Brasil, hoje existem diversas alternativas de suprimento de energia para o meio rural, baseadas em fontes renováveis de energia. Mesmo dentro das opções mais largamente difundidas existem variações: uma rede de distribuição pode variar, por exemplo, quanto ao padrão – número de fases, uso ou não de um condutor para retorno, tipo de transformador etc.. No início da década de 90 houve uma forte crítica ao que ficou conhecido como o "excelentismo" técnico[58] das concessionárias. Em função de padrões tecnológicos muito exigentes definidos pelo setor elétrico e, conseqüentemente, caros, as concessionárias reduziam ainda mais o alcance dos programas de eletrificação rural. O investimento elevado reduzia a taxa de retorno ou, na maioria dos casos, inviabilizava o empreendimento. Começa nesta época uma defesa do uso de tecnologias simplificadas, já adotadas em alguns países desde o início do século e que já vinha sendo investigada no Brasil desde o início da década de 70 (SANTOS, 1996). SANTOS (1996) aponta, ainda, as principais características técnicas exploradas pelos sistemas simplificados investigados: retorno por terra, poste de madeira, condutor de aço, chave repetidora, descarregador de chifre, haste de captação de descargas atmosféricas, transformadores monobucha convencional ou compactado e engate espiralado. O Projeto PROLUZ[59] viria a consolidar a importância

---

[57] Distribuição da energia gerada no Brasil e disponível através do sistema interligado. Neste caso, para sabermos a origem da energia utilizada é preciso que conheçamos o *mix* da geração nacional, ou seja, a participação de cada alternativa de suprimento na matriz de geração de energia elétrica no Brasil. A origem da energia distribuída será útil, por exemplo, para que calculemos as emissões evitadas de gases de efeito estufa.

[58] Este preciosismo técnico era defendido pelos fabricantes e fornecedores dos equipamentos já utilizados e aprovados pelas concessionárias. Havia uma tendência natural daqueles de defenderem seus mercados (TENDRIH, 1990). Soma-se a isto, o tradicional conservadorismo das concessionárias de energia elétrica.

[59] O PROLUZ foi implantado pela CEEE, entre 1990 e 1992, e foi apoiado pelo BNDES, através do BANRISUL, e pelo Governo do estado do Rio Grande do Sul. A USP foi responsável pelo acompanhamento e avaliação dos projetos e resultados. Foram energizados 6006 consumidores, 4048

da adoção de técnicas simplificadas e flexibilização de padrões técnicos, hoje largamente empregados nos programas de eletrificação rural em curso no Brasil (ver Capítulo 2).

Por sua vez, os grupos geradores movidos a óleo diesel, calcados no uso de motores a combustão interna, podem ser alimentados com combustíveis alternativos ou combinação destes com o óleo diesel. Etanol (proveniente de fermentação de açúcares), *producer gas* (gás proveniente da gaseificação de biomassa), biogás (mistura de gases produzida por bactérias metanogênicas em ambiente anaeróbico a partir de biomassa animal e vegetal), óleos vegetais (óleo proveniente da prensagem de oleaginosas[60]), entre outros, podem ser utilizados puros ou misturados/combinados ao óleo diesel, para acionar grupos geradores de energia elétrica. Este assunto será abordado mais detalhadamente adiante.

Alguns fatores que vêm reforçando a necessidade de desenvolvimento de novas tecnologias de aproveitamento de recursos energéticos renováveis – somando-se à questão da mudança climática e à esgotabilidade dos combustíveis fósseis - são:

- a má reputação da fissão nuclear após incidentes em usinas em operação, a questão do armazenamento dos resíduos radiativos e os elevados custos agregados para garantir-se níveis razoáveis de segurança;
- o reconhecimento dos grandes danos ambientais causados por grandes aproveitamentos hidrelétricos; a redução do potencial utilizável a custos competitivos e a necessidade de grandes investimentos;
- a constatação de que grandes reservatórios de usinas hidrelétricas apresentam emissão de carbono não-desprezível;
- a previsão de crescimento de consumo de energia, principalmente nos países em desenvolvimento;
- a necessidade de suprimento de demandas dispersas e de baixo consumo individual em áreas rurais remotas, tanto para uso domiciliar quanto produtivo.

---

financiados pelo BNDES, 1329 com recursos do Governo do Estado e 629 com recursos dos próprios consumidores, em 47 municípios (SANTOS, 1996).

[60] De acordo com CENBIO (1999) existem 4 formas de uso dos óleos vegetais: puro (*in natura*), misturado ao óleo diesel, transesterificado ou tratado através do processo de Craqueamento Catalítico Fluído (CCF). Dentre as oleaginosas mais investigadas atualmente no Brasil estão o dendê e a andiroba.

O foco principal deste capítulo é discutir o papel que as fontes renováveis de energia, através de sistemas autônomos de geração distribuída, podem vir a desempenhar no cenário rural. Alternativas como biomassa, turbinas eólicas, PCHs etc. são discutidas mas o foco se fecha sobre a energia solar fotovoltaica, a tecnologia que se apresenta atualmente como a alternativa mais viável para competir e/ou complementar a extensão de rede para eletrificação rural. As demais tecnologias renováveis descentralizadas devem assumir papel de maior destaque no futuro, principalmente para as aplicações produtivas, mas dificuldades intrínsecas e gargalos tecnológicos ainda existentes devem retardar um pouco sua entrada em larga escala para o suprimento da demanda rural dispersa. A identificação de potenciais energéticos para aproveitamentos dos recursos eólico, hidráulico e de biomassa é muito mais complexa do que estimar o recurso solar em uma dada localidade. O casamento entre a disponibilidade do recurso energético e a demanda de eletricidade também não é trivial.

3.1. ***Fontes Renováveis de Energia***

A preocupação com os efeitos das atividades humanas sobre o meio ambiente tem sido cada vez mais intensa, à medida que eventos climáticos extremos passam a ocupar posição de destaque na grande mídia global. O crescente engajamento voluntário de indivíduos e instituições nos países desenvolvidos em iniciativas que visam mitigar os efeitos das atividades antropogênicas sobre o meio ambiente e aliviar a pressão social e econômica sobre os países pobres são importantes “termômetros”. Segmentos daquelas populações acostumadas a tirar proveito máximo de todo o atual estágio do desenvolvimento tecnológico passam a se preocupar, embora modestamente, com o futuro do planeta.

As fontes renováveis representam formas de se enfrentar problemas bem atuais como a esgotabilidade do energético mais utilizado - o petróleo - e a preocupação global com o aumento da concentração de gases de efeito estufa (GEE) na atmosfera. O primeiro problema não parecia, ao longo dos últimos anos, assustar os responsáveis pelo planejamento estratégico das principais nações do mundo. Isto era confirmado pelos baixos preços do petróleo no mercado internacional. O único cuidado que podia ser notado era a manutenção, pelos países de grande consumo, notadamente os EUA, de reservas estratégicas em seu território, como garantia contra distúrbios no mercado. No entanto, a recente escalada dos preços do petróleo revelou uma profunda instabilidade neste mercado. O interesse das companhias petrolíferas nas fontes renováveis de energia

confirma uma mudança recente de atitude, como será mostrado mais adiante. A grande concentração das reservas de petróleo e gás no Oriente Médio[61] trazem complicação adicional para a questão energética global.

O segundo problema, a concentração de GEE, este sim tem dado maiores contribuições no sentido de se mudar o rumo do planejamento energético. Tendo como conseqüência o aquecimento global e todos os efeitos associados (derretimento do gelo acumulado nos pólos, elevação do nível do mar etc.), o aumento da concentração de GEE na atmosfera está transformando-se no foco das preocupações da humanidade que, muito lentamente, começa a perceber que é preciso que tenhamos drásticas mudanças globais para se garantir a sustentabilidade do nosso desenvolvimento. Através dos encontros globais para a discussão da mudança do clima (IPCC – *Intergovernmental Panel on Climate Change*[62] e COPs – *Conference of Parties*[63]) governos e sociedade civil têm discutido alternativas para reverter o quadro. No entanto, tem-se verificado grande resistência dos países poluidores em adotar restrições ao uso de combustíveis fósseis, por exemplo, o que resultaria em significativos impactos sobre seu estilo de vida energeticamente perdulário, embora tecnicamente mais eficiente. A ênfase no uso do gás natural e em tecnologias mais limpas para o uso do carvão são apenas soluções transitórias sob o ponto de vista da mudança climática, já que a expansão esperada para o consumo energético global não pode se apoiar nestas tecnologias pois, embora sejam

---

[61] O Oriente Médio detém aproximadamente 65% das reservas globais de petróleo e 33% das de gás natural.

[62] O Painel Intergovernamental sobre Mudança do Clima não é uma instituição da Convenção, mas fornece subsídios científicos vitais ao processo da mudança do clima. Foi estabelecido em 1988 pela Organização Meteorológica Mundial (OMM) e pelo PNUMA (Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente) para reunir os principais cientistas do mundo inteiro na condução de pesquisas rigorosas da literatura técnica e científica mais atual sobre a mudança do clima. (www.mct.gov.br)

[63] A Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (*United Nations Framework Convention on Climate Change* – UNFCCC) foi aberta a assinaturas na Conferência das Nações Unidas sobre Meio Ambiente e Desenvolvimento (UNCED), a chamada "Cúpula da Terra", no Rio de Janeiro, em 4 de junho de 1992 e entrou em vigor no dia 21 de março de 1994. Hoje, 180 países e a Comunidade Européia são Partes da Convenção. Para tornar-se Parte, o país deve ratificar, aceitar, aprovar a Convenção ou a ela aceder. As Partes reúnem-se regularmente na Conferência das Partes (COP) anual para rever a implementação da Convenção e dar continuidade às discussões sobre a melhor forma de tratar da mudança do clima. (www.mct.gov.br)

mais limpas, ainda emitem, em escalas consideráveis, gases de efeito estufa. Este assunto é abordado em detalhes no Capítulo 4.

Neste cenário, energia solar, eólica, biomassa, geotérmica, ondas e marés, e pequenas centrais hidrelétricas, entre outras, começam a disputar entre si e com as tecnologias já utilizadas em larga escala uma maior atenção, estímulos e esforços no sentido de se aumentar a escala de produção dos equipamentos de conversão, auferindo preços mais competitivos para a energia gerada.

Diversas tecnologias de geração de energia elétrica foram desenvolvidas, constituindo um segmento que hoje ficou conhecido como as novas fontes renováveis de energia. É importante frisar que o uso das tecnologias atuais de aproveitamento de fontes renováveis no meio rural não é novidade e transcende a geração de energia elétrica, podendo servir para diversas outras aplicações, conforme listado na Tabela 13. O Anexo III contém uma compilação mais completa realizada por RAMAKUMAR e HUGHES (1981) sobre as diversas oportunidades para as fontes renováveis de energia no suprimento das demandas energéticas rurais. Estas demandas encontram-se separadas em 3 classes, a saber: energia para melhorar as condições de vida doméstica; energia para aumentar a produtividade agrícola; e energia para estabelecer e manter pequenas indústrias.

Tabela 13: Usos de Algumas Tecnologias Disponíveis para Exploração de Recursos Energéticos em Áreas Rurais

Tecnologia	Aplicação
Solar Fotovoltaica	Bombeamento de água para consumo humano e irrigação
	Geração de eletricidade para aplicações diversas
Aquecimento Solar	Coletores solares planos – água quente para escolas e hospitais
	Coletores com concentração – energia elétrica, térmica ou mecânica
	Destiladores solares para água potável
	Secagem de grãos e outras aplicações agrícolas
	Tanques térmicos para armazenagem de energia solar
	Aquecimento de ambiente e sistemas de refrigeração
	Conforto ambiental
Eólica	Bombeamento de água com transmissão elétrica ou mecânica de energia
	Geração de eletricidade para aplicações diversas
Quedas D`água	Geração de eletricidade para aplicações diversas
	Rodas d´água para energia mecânica
	Carneiro hidráulico - bombeamento de água
	Armazenagem de energia na forma de ar comprimido para uso posterior
Biomassa	Fermentação anaeróbica de resíduos animais e vegetais - biogás para usos diversos
	Fermentação para produção de álcoois
	Pirólise para produção de combustíveis líquidos ou gasosos
	Uso direto da biomassa para produção de energia térmica ou outras formas
	Outras formas peculiares de aproveitamento de biomassa

Fonte: RAMAKUMAR e HUGHES (1981)

Conversão Direta da Radiação Solar

Responsável pelo desenvolvimento e manutenção da vida na terra, o Sol pode ser visto, de acordo com a nossa escala de tempo e os atuais níveis de consumo de energia, como uma fonte inesgotável. Todas as fontes de energia que hoje utilizamos em escala significativa - exceto nuclear e geotérmica - são resultantes, direta ou indiretamente, do efeito da incidência da radiação solar sobre a superfície do nosso planeta ao longo dos tempos. Embora a energia solar incidente sobre a terra seja superior a 10000 vezes a demanda de energia atual da humanidade, sua baixa densidade de potência e sua variação geográfica e temporal representam grandes desafios para o seu aproveitamento (ver Quadro 1).

QUADRO 1: Informações Gerais (Elaboração própria com base em dados do BEN, WEC, IBGE e Fraidenraich e Lyra, 1998)

- ✓ Raio Médio da Terra: 6,37 x 10^6 m
- ✓ Energia Solar Anual Total Incidente sobre a Terra: 1,51 x 10^{18} kWh
- ✓ Energia Solar Anual Disponível na Superfície Terrestre: 8,93 x 10^{17} kWh
- ✓ Distância Média Terra-Sol: 1,49 x 10^8 km
- ✓ Constante Solar: varia entre 1.353 W/m^2 e 1.367 W/m^2
- ✓ Radiação Média na Superfície da Terra: 200 W/m^2
- ✓ Consumo Mundial de Energia Primária (Estimado - 1990): 8,81 Gtoe ou 39,5 x 10^3 TWh
- ✓ Consumo Mundial de Energia Elétrica (Estimado - 1990): 11,6 x 10^3 TWh
- ✓ Consumo de Energia Elétrica no Brasil (1996): 260 TWh
- ✓ Potência Total Instalada do Setor Elétrico no Brasil (1997): 57,2 GW
- ✓ População Mundial Aproximada (1990): 5,3 bilhões
- ✓ População Brasileira (PNAD/96) **(1)**: Total 154.360.589 Urbana 122.510.574 Rural 31.850.015
- ✓ Domicílios (IBGE - Contagem da População): Total 39.599.066 Urbana 31.879.990 Rural 7.719.076
- ✓ Média Nacional de Habitantes por Domicílio: Total 4,00 Urbana 3,84 Rural 4,64

(1) - Exclusive a população da zona rural de Rondônia, Acre, Amazonas, Roraima Pará e Amapá.

Na busca de aproveitamento direto e eficaz da energia solar, diversas tecnologias vêm sendo estudadas, com especial destaque para as conversões fotovoltaica e térmica e a arquitetura bioclimática. A Tabela 14 mostra as principais alternativas de conversão e seu estágio de amadurecimento tecnológico. A tecnologia fotovoltaica será alvo de descrição detalhada nas seções posteriores deste capítulo.

Tabela 14: Tecnologias de Conversão Direta da Radiação Solar

Tecnologia	*Processo*	*Estágio Atual*
Fotovoltaica	Conversão direta de energia luminosa em eletricidade através de células fotovoltaicas	comercial
Fotovoltaica com Concentração	Utiliza, além das células, disposistivos óticos de concentração (espelhos, lentes etc.)	demonstrado, poucas opções comerciais
Arquitetura Bio-climática	Uso da luz e/ou do calor do Sol para climatização e iluminação de ambientes	comercial
Térmica (baixa temperatura)	Aquecimento de água, ar, secagem de produtos agrícolas, dessalinização por evaporação etc.	comercial
Termelétrica	Aquecimento de fluidos de trabalho e/ou geração de eletricidade através de máquinas térmicas	comercial /demonstração
Termoquímica e Fotoquímica	Indução de reações químicas diretamente pela luz ou calor do Sol (eletrólise, síntese de produtos químicos etc.)	pesquisa
Fotoeletroquímica	Indução de reação química pela luz solar, produzindo eletricidade (célula de Grätzel etc.)	pesquisa

Fonte: WEC (2000)

Aproveitamento Indireto da Radiação Solar

O aproveitamento energético da biomassa, geração hidrelétrica, e geração eólica são usos indiretos da energia solar. Todas estas tecnologias encontram seu espaço na eletrificação rural mas apresentam uma grande desvantagem com relação à tecnologia fotovoltaica: a disponibilidade localizada, geográfica e/ou temporalmente, do recurso energético. Enquanto a radiação solar está presente em qualquer lugar, em diferentes níveis e padrões, é claro, aproveitamento de potenciais de biomassa, quedas d´água e vento são mais pontuais, e nem sempre sua localização coincide com os centros de carga[64]. Os projetos também requerem maior rigor técnico e dados históricos confiáveis sobre o recurso energético para o local do aproveitamento, enquanto com um atlas solar de baixa resolução podemos estimar bem o recurso solar em um dado local. A facilidade de instalação dos sistemas fotovoltaicos também representa outra vantagem comparativa. A principal limitação dos sistemas fotovoltaicos é que seu custo inviabiliza sua aplicação para muitas aplicações produtivas rurais. As considerações

[64] No caso do vento, em particular, em regiões onde este é muito intenso é comum as vilas residenciais se desenvolverem em locais abrigados, em função do incômodo que o vento pode representar. Aproveitamentos de resíduos agrícolas, por sua vez, possuem o risco da descontinuidade do suprimento do recurso.

apresentadas nas seções seguintes referem-se a sistemas de pequeno porte, passíveis de serem utilizados para geração de eletricidade em pequenas vilas rurais isoladas.

Biomassa

Resíduos vegetais e animais gerados a partir de atividades agropecuárias, espécies provenientes de atividades extrativistas, madeira originada da exploração sustentável de florestas naturais ou plantadas e espécies provenientes de lavouras com o propósito específico de geração de energia podem alimentar biodigestores[65], câmaras de combustão, gaseificadores, tanques de fermentação ou outros processos químicos para gerar calor ou combustíveis líquidos e/ou gasosos. Estes combustíveis podem ser utilizados em motores *stirling*[66], locomóveis[67], motores de combustão interna e turbinas a gás, para geração de energia elétrica, foco principal deste trabalho de tese. Os dois últimos são mais comumente utilizados. No anexo IV mostra-se as diversas possíveis etapas necessárias para o aproveitamento da biomassa.

Tecnologias vêm sendo continuamente investigadas, visando ampliar a participação desta fonte no suprimento, de forma sustentável, das demandas energéticas dispersas do meio rural ou mesmo ampliar a geração complementar[68], utilizando resíduos industriais e urbanos. Índia e China estão muito à frente na utilização destas tecnologias nas zonas rurais, como pode ser visto na Tabela 15.

---

[65] Além do biogás, a biodigestão pode fornecer outros subprodutos interessantes como por exemplo: o tratamento de resíduos, com redução do odor, poluição e doenças; e reciclagem de nutrientes para o solo, reduzindo o uso de fertilizantes.

[66] Motor de combustão externa, podendo utilizar, a princípio, qualquer combustível. Requer altas temperaturas (650 a 800 ^{o}C) e opera a alta pressão (5 a 20 Mpa), podendo apresentar eficiência da ordem de 30 a 40%. É hoje analisado como uma alternativa adequada para casamento com discos parabólicos. (http://solstice.crest.org/renewables/dish-stirling/chapter1/engines.html).

[67] Máquina a vapor, idêntica às utilizadas em locomotivas. Existem alguns registros de utilização no Brasil, no passado, em Santa Catarina, por exemplo, e mais recentemente no Norte do Brasil.

[68] Um bom exemplo é a cogeração a partir do bagaço de cana-de-açúcar. O Brasil e a Índia, por exemplo, possuem várias plantas de cogeração e vêm estimulando o aumento da eficiência destas usinas para aumentar a geração de eletricidade exportada para a rede.

Tabela 15: Uso de sistemas de aproveitamento de biomassa na Índia e China

País	Tecnologia	Valor	Unidade
Índia	Biodigestores	3.067.815	Unidades
	Usinas a biomassa	254	MW
	Gaseificadores	35,7	MW
China	Biodigestores	>5.000.000	Unidades

Fontes: MNES (2001); WANG e NAN (1994)

A qualidade da biomassa vegetal, para seu aproveitamento energético, está ligada a dois parâmetros principais: o teor de umidade e o teor de cinzas. Soma-se a estes parâmetros a composição química propriamente dita da biomassa. Embora toda biomassa vegetal seja uma mistura[69] de celulose (50%), hemi-celulose (25%) e lignina (25%), a participação de cada componente químico na sua composição (carbono, nitrogênio, oxigênio e hidrogênio) varia.

A Tabela 16 mostra vantagens e desvantagens do aproveitamento de biomassa para geração de eletricidade no meio rural.

Tabela 16: Vantagens e Desvantagens do Uso de Sistemas de Geração de Eletricidade a Partir de Biomassa

Vantagens	Desvantagens
▪ Fonte Renovável de Energia ▪ Age como seu próprio armazenamento de energia ▪ Pode ser convertida em combustíveis sólidos, líquidos e gasosos ▪ Muitas técnicas de conversão estão bem estabelecidas ▪ Tecnologias de conversão disponíveis para uma ampla faixa de potência em diversos níveis de sofisticação ▪ Produção de combustível e tecnologia de conversão já dominadas nos países em desenvolvimento ▪ No todo, não aumenta a concentração de CO_2 na atmosfera ▪ A produção pode gerar mais empregos locais que outros sistemas de energia renovável de tamanho comparável	▪ Produção pode gerar competição pela terra ▪ Grandes áreas de terra são necessárias em função da baixa densidade de energia ▪ Produção pode requerer alto nível de fertilizantes e água ▪ Sistema de manejo complexo para garantir suprimento contínuo de recurso ▪ Recurso volumoso, criando problema com a manipulação, transporte e armazenamento ▪ Produção é suscetível a variações climáticas ▪ Algumas técnicas de conversão ainda não estão totalmente desenvolvidas ▪ Produção irregular ao longo do ano ▪ Teor de umidade variável

Fonte: HULSHER e FRAENKEL (1994)

[69] As proporções apresentadas entre parênteses são valores médios.

O custo do material energético continua a ser o principal fator econômico em todos os processos de conversão de biomassa que usam espécies plantadas com este propósito ou madeira. Deve-se também avaliar a competição com outros usos mais nobres como alimentação e a possível evolução futura do custo do energético pelo aumento da demanda ou outros mercados. Em alguns casos, é possível que a biomassa tenha "valor negativo", ou seja, existam estímulos para o uso de resíduos que podem causar, por exemplo, problemas ambientais.

A tecnologia que tem despontado como promessa para o suprimento de energia elétrica para vilas rurais de razoável concentração populacional (permitindo a construção de uma mini-rede) ou para aplicações produtivas é a gaseificação[70] de biomassa (resultando num gás conhecido como *producer gas* ou gás de produção, como é comum ser chamado no Brasil) e uso do gás em motores de combustão interna (a diesel) convertidos. Para muitos esta tecnologia já é tida como comercial[71]. A redução significativa no custo do combustível compensa o investimento inicial superior e resulta em energia mais barata, criando potencial para redução de consumo de óleo diesel até em sistemas já instalados. Economias de até 85% podem ser alcançadas. Apenas na Índia o estímulo do MNES resultou na instalação de mais de 1600 sistemas deste tipo. Conforme mostrado na Tabela 15, este esforço resultou em 35,7 MW instalados, ou seja, aproximadamente 22kW por sistema. Estudos comparativos entre grupos geradores a Diesel e sistemas gaseificador/motor mostram economias significativas para esta alternativa. No entanto, estes estudos são altamente sensíveis ao custo do diesel e ao valor que deve ser associado à biomassa[72] e até então não existe um estudo mais detalhado para a realidade brasileira. Para ilustrar, a Tabela 17 mostra a composição do gás proveniente da gaseificação em comparação com a composição do biogás e de outros gases disponíveis comercialmente.

---

[70] Combustão sob condições subestequiométricas (pobre em oxigênio).

[71] O aproveitamento do biogás, onde resíduo animal está facilmente disponível, é também economicamente viável. No entanto, sua aplicação é mais comum para processos térmicos. A substituição da lenha em fogões é uma das principais aplicações.

[72] Este custo deve considerar diversos fatores como por exemplo: custo de oportunidade para a biomassa a ser gaseificada, custo de transporte, processamento (densificação, limpeza, corte etc.) e operação do gaseificador, entre outros.

Tabela 17: Composição de diversos tipos de Gases

Gás	Participação dos Componentes (%)					PCS[73]
	H_2	CO_2	CO	N_2	CH_4	MJ/kg
Producer Gas	18-20	12-14	18-20	45-48	1-2	4,5-4,8
Biogás	5-10	30-40	0	1-2	50-70	0,46 – 2,32[74]
GLP[75]	0	0	0	0	0	49,2
Gás Natural[76]	0	0	0	0	90	38,7 – 43,8[77]

Fontes: FAO e CMS (1997), BEN (1999)

A combinação entre sistemas gaseificador/motor e sistemas fotovoltaicos dispersos pode solucionar a questão de suprimento de eletricidade no meio rural. Ambos os recursos estão normalmente disponíveis e, enquanto o gaseificador/motor pode suprir demandas produtivas ou vilas de concentração de consumidores mais alta, os sistemas fotovoltaicos dispersos podem levar energia aos domicílios. Portanto, um plano de eletrificação rural para áreas fora da zona de influência da rede de distribuição existente, deveria considerar a combinação destas duas alternativas tecnológicas.

Eólica

Na zona rural, verifica-se duas aplicações mais adequadas para a tecnologia eólica: pequenos sistemas autônomos (residenciais, de aproximadamente 100 Watts) e sistemas híbridos (GOLDEMBERG, 2000). Conforme já mencionado no Capítulo 2, o Brasil sedia alguns bons exemplos de sistemas híbridos nos estados do Pará, Amazonas e Ilha de Fernando de Noronha. Sistemas com diferentes potências (dezenas a centenas de quilowatts) e combinações de suprimento e armazenamento de energia (eólico/diesel,

---

[73] Poder Calorífico Superior.

[74] Considerando-se uma taxa média de 20 MJ por m^3 de biogás e a faixa de 23 a 116m^3 de biogás por tonelada de fezes. Esta faixa depende da qualidade das fezes (galináceos, suínos ou bovinos, em ordem decrescente de qualidade). (FAO e CMS, 1997)

[75] O GLP é um derivado composto da mistura de hidrocarbonetos com 3 e 4 átomos de carbono com ligação simples, denominados de propano e butano. Ligações duplas, propeno e buteno, também ocorrem com freqüência, principalmente na corrente de GLP proveniente das refinarias (www.petrobras.com.br/compet).

[76] O Gás Natural é uma mistura de gases, extremamente leve, com aproximadamente 90% de metano. Antes de ser distribuído por gasodutos, são retirados componentes condensáveis e mais pesados do gás natural, como a gasolina natural e o GLP.(www.br-petrobras.com.br)

[77] Faixa de variação em função da natureza do gás (seco ou úmido).(BEN, 1999)

eólico/diesel/baterias, eólico/diesel/baterias/solar) estão implantados no Brasil (RIBEIRO et al., 1998; CRESESB, 2001).

A China é o melhor exemplo do uso da tecnologia eólica para aplicações rurais, contando, no final de 1993, com aproximadamente 130 mil turbinas eólicas para uso residencial. Estas turbinas somavam 17 MW, ou seja, a potência média utilizada fica em torno de 130 Watts. Mais de 30 fabricantes de turbinas de pequeno porte estavam estabelecidas na China naquele ano (LIAN, 1994).

O maior problema associado ao uso de pequenos aerogeradores está na variabilidade do recurso, agravada pela relação cúbica entre a velocidade do vento e a potência gerada. Isto faz com que os sistemas tenham que ser razoavelmente superdimensionados ou devam estar associados a uma fonte complementar caso necessitemos de energia durante todo o ano com nível de confiabilidade elevado. A relação a seguir indica a dependência entre a potência gerada pelo aerogerador e a velocidade instantânea do vento incidente sobre as pás.

$$P = C_P * \rho * A * V^3$$

Onde:

P = Potência

Cp = Coeficiente de performance (varia entre 0,15 e 0,25)

ρ = Densidade do ar (1,2 kg/m^3 ao nível do mar)

A = Área varrida pelo rotor (m^2)

V = Velocidade do vento (m/s)

Para se ter idéia da qualidade do recurso eólico em uma dada região, apresenta-se, na Tabela 18, uma classificação do vento. A medição ou a consulta a fontes confiáveis de informação[78] pode dar uma idéia da qualidade do vento no local onde se pretende implantar um sistema.

[78] O CEPEL lançou em junho de 2001 um Atlas eólico nacional (CRESESB, 2001).

Tabela 18: Relação entre Viabilidade Econômica e Velocidade o Vento

Velocidade Média Anual a 10 Metros do Solo	Possibilidades de Uso da Energia Eólica
Abaixo de 3 m/s	Viável apenas para circunstâncias especiais
3-4 m/s	Pode ser uma opção para sistemas eólicos de bombeamento; Viabilidade improvável para geração de eletricidade
4-5 m/s	Sistemas eólicos de bombeamento podem ser competitivos com bombas a diesel; Sistemas autônomos de geração de eletricidade podem ser viáveis
Mais de 5 m/s	Viável, tanto para bombeamento quando para geradores autônomos de eletricidade
Mais de 7 m/s	Viável para sistemas de bombeamento, sistemas autônomos e sistemas integrados à rede.

Fonte: HULSHER e FRAENKEL (1994)

Embora tenham sido investigados ao longo dos últimos anos para pequenas aplicações isoladas no meio rural, o que a prática tem nos mostrado é que cata-ventos multi-pás instalados em todo o Brasil vêm sendo substituído por sistemas fotovoltaicos devido a pouca durabilidade dos sistemas aliada à necessidade de manutenção freqüente.

Da mesma forma que os sistemas fotovoltaicos, turbinas eólicas vão requerer o uso de baterias para armazenamento de energia se utilizadas em áreas remotas.

Micro, Mini e Pequenas Centrais Hidrelétricas

De acordo com a lei 9.648/98 microcentrais são aquelas cuja capacidade instalada não ultrapassa 100kW, enquanto as mini centrais situam-se entre 100 e 1000kW. Entre 1 e 30 MW estas são chamadas de Pequenas Centrais Hidrelétricas-PCHs, a nomenclatura mais comumente utilizada[79]. As PCHs também estão limitadas pela área alagada, que não pode ultrapassar 3 km^2. Pelas características da demanda de eletricidade daquelas comunidades rurais ainda não-eletrificadas, a classe cuja aplicação será mais adequada ao presente estudo é a de microcentrais.

Os custos são altamente dependentes da topografia, hidrologia e distância até o centro de consumo. As usinas de pequeno porte são normalmente a *fio d`água* ou de regularização de curta duração[80] o que implica maior variação sazonal e dependência do clima, em função da parcela do fluxo do rio desviada para a geração de eletricidade.

[79] É comum utilizar-se a nomenclatura PCH para as 3 classes apresentadas.

[80] Reservatórios de baixa capacidade, para regularização diária, por exemplo.

Segundo TIAGO (2001), o potencial remanescente das bacias hidrográficas brasileiras pode ser da ordem de 7GW (para as 3 classes mencionadas previamente)[81]. A Tabela 19 ilustra a situação das PCHs no Brasil, revelando uma tendência do aumento da potência instalada.

Tabela 19: Situação das PCHs[82] no Brasil (Existentes e em Construção)

Situação		Quantidade	Capacidade Total (MW)	Capacidade Média (MW)
Existentes	Operação	329	1.472,2	4,47
	Recapacitação	3	20,9	6,96
	Reativação	14	20,9	1,49
	Desativadas	164	119,8	0,73
Futuro	Estudo Preliminar	67	812,5	12,13
	Projeto	3	38,8	12,82
	Construção	15	172,1	11,47
Total		**595**	**2.657,2**	**4,46**

Fonte: TIAGO (2001)

A lei 9.648/98 trouxe algumas novidades importantes, concedendo às PCHs as seguintes vantagens (TIAGO, 2001):

- Necessidade apenas de autorização da ANEEL;
- Redução de, no mínimo, 50% das tarifas de transmissão e distribuição;
- Participação nas vantagens técnicas e econômicas da operação interligada;
- Isenção de pagamento de compensação financeira pelo uso dos recursos hídricos;
- Comercialização direta com consumidores com carga maior ou igual a 500kW;
- Uso dos recursos da CCC no caso de substituição de geração térmica a partir de combustíveis fósseis, em sistemas isolados[83].

---

[81] Para usinas de grande porte, este potencial chega a 262 GW. Atualmente, apenas 24% deste total é aproveitado.

[82] No Brasil, a maioria das minicentrais e aproximadamente 50% das pequenas centrais são operadas por auto-produtores, satisfazendo demandas industriais em setores como o têxtil, agro-indústrias, papel e celulose, açúcar etc. (TIAGO, 2001).

[83] Como será visto no capítulo 5, este benefício se aplica também a aproveitamentos de energia solar, eólica e de biomassa.

O projeto das PCHs está intimamente ligado às condições locais de altitude, altura de queda, vazão e rotação do gerador. Cada turbina é feita para atender às condições específicas do local onde se pretende instalá-la (VIANA, 1997). Existem diversos tipos de turbinas hidráulicas adequadas para PCHs, podendo-se destacar os seguintes: Pelton ou de jato livre, para alta queda e baixa vazão; Francis, que possui um espectro amplo de aplicação em termos de altura e vazão; Axiais, para grandes vazões e baixas quedas[84]; e Mitchell-Banki, adequada para pequenos aproveitamentos (até 100 kW) por apresentar baixo custo e rendimento aceitável. Gráficos de vazão por queda líquida permitem ao projetista identificar o modelo mais adequado para sua aplicação. As PCHs, a exemplo dos gaseificadores, são adequadas para o suprimento de energia elétrica para vilas de razoável concentração populacional (permitindo a construção de uma mini-rede) ou para aplicações produtivas. O custo de geração para locais de bom potencial é geralmente baixo, podendo ser inferior à tarifa cobrada pelas concessionárias de distribuição para consumidores rurais. O custo do grupo gerador (formado pela turbina, gerador e controlador de velocidade) pode representar até 40% do custo de uma PCH (VIANA, 1997).

O Futuro das Fontes Renováveis

O melhor indicador da importância que as fontes renováveis estão adquirindo no contexto energético global é o interesse das grandes companhias de petróleo no tema. O caso mais notório é o da Shell, que já possui duas unidades de negócio associadas com fontes renováveis de energia (*Shell Renewables* e *Shell Hydrogen*), tendo esta empresa, inclusive, adquirido e construído unidades fabris. Para a Shell as fontes renováveis devem alcançar entre 5 e 10% da demanda energética global nos próximos 25 anos. Mostra-se no Anexo V as projeções feitas pela própria Shell para a entrada das novas fontes renováveis (Solar Fotovoltaica, Eólica e Biomassa) no mercado, de forma competitiva, para a geração de grandes blocos de energia. No caso de PV, esta entrada significa deixar de se beneficiar apenas dos nichos já dominados, como é o caso do seu uso nas áreas rurais, e competir com as principais componentes do atual *mix* energético global. A entrada plena da energia solar no mercado competitivo interconectado só é

---

[84] Englobam as seguintes subclasses: Hélice (rotor de pás fixas), Kaplan (rotor de pás móveis) e Tubulares e Bulbo (que operam com quedas menores do que as dos tipos Hélice e Kaplan (VIANA, 1997).

prevista para o ano de 2015. O Anexo V também contém a previsão da Shell para a evolução da matriz energética global até o ano de 2060 para duas visões de futuro (cenários).

A British Petroleum - BP, por outro lado, formou a BP Solar com planos de expandir suas vendas de sistemas fotovoltaicos de 100 milhões, em 2000, para 1 bilhão de dólares por ano em 2007 (OSBORN, 2000). A fusão da BP com a AMOCO ampliou ainda mais a capacidade da BP Solar que passou a somar-se com a da Solarex.

Complementarmente ao apresentado no Anexo V, a Tabela 20 mostra a evolução de cada um dos segmentos desta indústria ao longo de período 1994-1998, a capacidade instalada no final de 1998, a produção de energia durante o ano de 1998, o custo dos equipamentos e da energia produzida e o potencial de redução do custo de geração. As faixas de valores apresentadas englobam diversas alternativas de aproveitamento de cada recurso energético além de diversas escalas de projetos. Portanto, deve-se tomar cuidado ao utilizar esta informação.

Tabela 20: Valor Atual e Perspectivas Futuras para o Custo de Geração a partir de Fontes Renováveis de Energia (Custos em US$)

Tecnologia	Aumento da Capacidade Instalada durante os Últimos 5 Anos[85] (% por ano)	Capacidade em Operação no Final de 1998	Fator de Capacidade (%)	Produção de Energia em 1998	Custo de Investimento *Turn Key* (US$/kW)	Custo Atual da Energia	Custo Potencial Futuro da Energia
Biomassa							
Eletricidade	3	40 GWe	25-80	160 TWh (e)	900-3000	5-15 c/kWh	4-10 c/kWh
Calor[86]	3	> 200 GWth	25-80	> 700 TWh (th)	250-750	1-5 c/kWh	1-5 c/kWh
Etanol	3	18 bilhões de litros		420 PJ		8-25 $/GJ	6-10 $/GJ
Eólica (Eletricidade)	30	10 GWe	20-30	18 TWh (e)	1100-1700	5-13 c/kWh	3-10 c/kWh
Solar Fotovoltaica (Eletricidade)	30	500 MWe	8-20	0,5 TWh (e)	5000-10000	25-125 c/kWh	5 or 6-25 c/kWh
Solar Térmica (Eletricidade)	5	400 MWe	20 - 35	1 TWh (e)	3000-4000	12-18 c/kWh	4-10 c/kWh
Aquecimento Solar Baixa-Temperatura	8	18 GWth (30 million m2)	8-20	14 TWh (th)	500-1700	3-20 c/kWh	2 or 3-10 c/kWh
Hidroeletricidade							
Grande Porte	2	640 GWe	35-60	2510 TWh (e)	1000-3500	2-8 c/kWh	2-8 c/kWh
Pequeno Porte	3	23 GWe	20-70	90 TWh (e)	1200-3000	4-10 c/kWh	3-10 c/kWh
Geotérmica							
Eletricidade	4	8 GWe	45-90	46 TWh (e)	800-3000	2-10 c/kWh	1 or 2-8 c/kWh
Calor	6	11 GWth	20-70	40 TWh (th)	200-2000	0,5-5 c/kWh	0,5-5 c/kWh
Energia do Mar							
Marés	0	300 MWe	20-30	0,6 TWh (e)	1700-2500	8-15 c/kWh	8-15 c/kWh
Ondas	-	Experimental	20-35	Incerto	1500-3000	8-20 c/kWh	Unclear
Correntes	-	Experimental	25-35	Incerto	2000-3000	8-15 c/kWh	5-7 c/kWh
Outras Tecnologias	-	Experimental	70-80	Incerto	Incerto	Incerto	Incerto

Fonte: UNDP et al. (2000)

3.2. Sistemas Fotovoltaicos

Não se pretende aqui expor os detalhes técnicos de fabricação de células fotovoltaicas ou metodologias de dimensionamento de sistemas e seus componentes. A esse respeito existe uma vasta bibliografia e algumas referências são listadas ao longo desta seção.

---

[85] Valores aproximados.

[86] Calor contido no vapor (ou água quente), freqüentemente produzidos por sistemas de cogeração usando resíduo de florestas, licor negro ou bagaço.

Visando reduzir o abismo de informação existente no Brasil a respeito do uso de sistemas fotovoltaicos para o suprimento de pequenas demandas isoladas, o Grupo de Trabalho de Energia Solar - GTES[87], elaborou, em 1995, um manual técnico (GTES, 1999). Este manual reúne informações sobre a tecnologia de conversão fotovoltaica, avaliação do recurso solar na localidade a ser contemplada com o projeto, descrição das principais configurações possíveis para sistemas e tipos de componentes (módulos fotovoltaicos e equipamentos periféricos), métodos de dimensionamento e procedimentos de instalação, operação e manutenção dos sistemas. Apresenta-se no Anexo VI uma síntese das principais características técnicas dos componentes de sistemas fotovoltaicos. No Capítulo 4, apresenta-se os prós e os contras do uso desta tecnologia para eletrificação rural.

Como afirmam THOMAS et al. (1999), um sistema fotovoltaico pode virtualmente ser dimensionado para suprir qualquer carga, apenas com a ressalva de que cada aplicação pode apresentar requisitos específicos. Basta que exista área suficiente para instalação dos coletores, radiação solar incidente e dinheiro. Sistemas integrados à rede elétrica implicam operação síncrona com a rede e baterias podem ser necessárias para armazenar a energia em sistemas autônomos. Um inversor pode ser necessário para interconexão do sistema à rede de distribuição ou para alimentar cargas em corrente alternada. Apresenta-se na Figura 5 um diagrama de blocos com diversas configurações possíveis para um sistema fotovoltaico autônomo[88], foco do trabalho em questão. A configuração básica pode ser subdividida em função dos tipos de carga a serem alimentadas e/ou da necessidade ou não de armazenamento de energia. Cada aplicação ajusta-se melhor a uma das configurações abaixo.

---

[87] O GTES foi criado em 1993 e transformou-se em um importante fórum de discussão técnica sobre energia solar (térmica e fotovoltaica). Ao longo das 13 reuniões já realizadas, verificou-se a participação de uma média de 30 instituições por reunião, entre centros de pesquisas, concessionárias de energia elétrica, universidades, fabricantes, fornecedores, órgãos públicos, entre outros. A convocação das reuniões é hoje responsabilidade do CRESESB, o principal patrocinador do GTES desde a sua criação.

[88] Entende-se aqui por sistema autônomo o sistema capaz de operar de forma isolada, ao contrário dos sistemas interconectados à rede, que precisam que a rede esteja operacional para que o mesmo opere. O armazenamento de energia em baterias permite casar a oferta com a demanda.

Tipo A : alimentação de uma carga CC[89] diretamente a partir de um banco de baterias, cuja carga é controlada por um controlador de carga;

Tipo B: Alimentação de uma carga CA[90] por meio de um inversor, o qual é conectado diretamente ao banco de baterias, cuja carga é controlada por um controlador de carga;

Tipo C: Conexão direta de uma carga CC ao painel fotovoltaico;

Tipo D: Conexão de uma carga CA ao painel fotovoltaico por meio de um inversor.

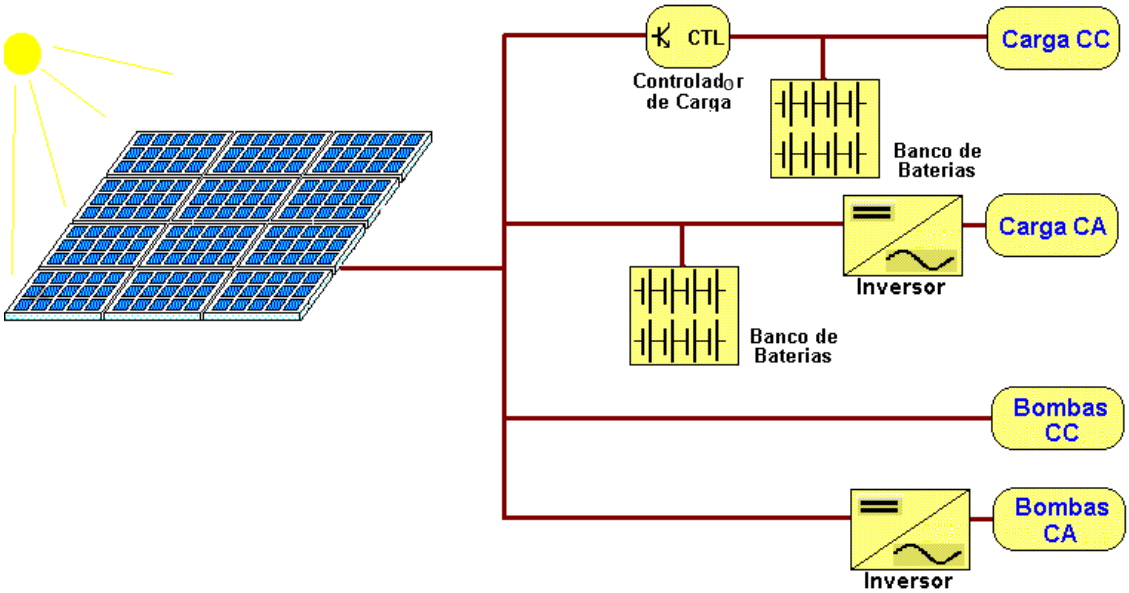


Figura 5: Configurações Possíveis para Sistemas Fotovoltaicos Isolados (CRESESB)

As configurações C e D são adequadas para aplicações em que a energia (elétrica) é consumida exatamente no momento em que é gerada ou é armazenada sob outra forma de energia. O exemplo mais característico de sistemas que fazem uso desta configuração é o bombeamento de água para irrigação ou consumo humano ou animal. A água bombeada pode ser armazenada no solo ou em tanques elevados para uso posterior (energia potencial). Sistemas de bombeamento de água de pequeno porte tendem a utilizar pequenas bombas com motor em corrente contínua, sendo o painel fotovoltaico conectado diretamente ao motor. Sistemas de maior porte costumam

---

[89] Corrente contínua, tipicamente 12 Volts.

[90] Corrente alternada. No Brasil os padrões mais comuns são (110/220 ou 220/380 Volts).

utilizar motores trifásicos em corrente alternada, necessitando de um conversor de corrente contínua para corrente alternada (inversor).

Quando o assunto é eletrificação de domicílios rurais, as configurações que são efetivamente utilizadas são as dos tipos A e B. O tipo A é usado mais freqüentemente no meio rural em função da demanda limitada que se apresenta para um típico domicílio rural. No entanto, quando se pretende fazer uso de equipamentos convencionais[91] ou para sistemas de maior potência, é necessário ou recomendável que se instale um inversor. Sistemas dos tipos A e B podem ser dimensionados para suprir eletricidade para as mais diversas aplicações, como por exemplo: estações repetidoras de telecomunicações; sinalização náutica; sistemas de telemetria, monitoração ambiental e vigilância; sistemas de proteção catódica[92]; iluminação pública; sinalização rodoviária e telefones de emergência; embarcações a vela; entre outras (GALDINO et al., 2000). A Figura 7 e a Figura 8 listam algumas classes de aplicação de módulos e células fotovoltaicas.

A viabilidade do uso de sistemas fotovoltaicos está intimamente ligada à qualidade do recurso solar na localidade-alvo. Técnicas cada vez mais avançadas estão permitindo estimativas mais precisas deste recurso. Hoje o Brasil dispõe de dados provenientes de medição e de modelos matemáticos que utilizam fotos de satélite para estimar a radiação solar em qualquer local do País. CRESESB[93], GTES[94], UFPE[95] e UFSC[96] dispõem de instrumentos para se estimar o recurso solar numa dada localidade.

---

[91] Entendendo-se como convencional aquele equipamento facilmente disponível no mercado e que opera com a voltagem padrão de 110/220 ou 220/380 Volts.

[92] Proteção de estruturas metálicas contra corrosão nas áreas de contato com o solo (oleodutos, torres de linhas de transmissão etc.).

[93] SUNDATA - Software de busca em banco de dados de radiação solar através da coordenada geográfica. O SUNDATA mostra os valores médios mensais da radiação para as estações mais próximas do ponto de interesse e calcula a radiação para três inclinações (igual à latitude, aquela que fornece a melhor média anual, e a que apresenta o maior mínimo). (CRESESB, 2001)

[94] Mapas solarimétricos publicados em 1979 por G.S.S.Nunes, R.G.B.André, R.L.Vianello e V.S.Marques (GTES,1999).

[95] Atlas Solarimétrico do Brasil, publicado em 1997 pelo Grupo de Pesquisas de Fontes Alternativas da Universidade Federal de Pernambuco (FAE/UFPE).

[96] Atlas de Irradiação Solar do Brasil, publicado em 1998 pelo Laboratório de Energia Solar da Universidade Federal de Santa Catarina (LAB SOLAR/UFSC) e pelo Instituto de Pesquisas Espaciais (INPE).

Os módulos fotovoltaicos são hoje o objeto maior da busca de avanços tecnológicos para aumento de eficiência e redução de custos, isto por sua pesada contribuição no custo total de um sistema, como será visto mais adiante. Por essa razão, diversas alternativas tecnológicas têm sido investigadas mas algumas delas estão muito mais avançadas em relação à realidade de mercado. A Figura 6 mostra que, em 1994, 68% de toda a produção total de células fotovoltaicas no mundo fez uso do silício cristalino. Já em 1997, 87 % da produção de módulos fotovoltaicos utilizou silício na forma cristalina. Vale mencionar que estes dois percentuais não são diretamente comparáveis pois o segundo refere-se apenas a módulos de potência (aqueles usados para eletrificação, objeto deste estudo) enquanto o primeiro refere-se a toda a produção da indústria fotovoltaica mundial[97].

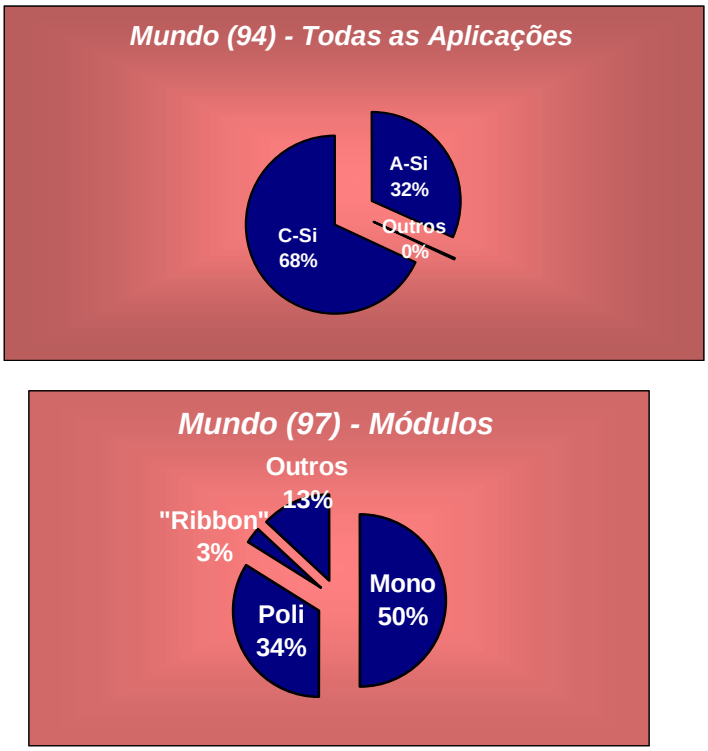


Figura 6: Segmentação do Mercado Fotovoltaico por Tecnologia da Célula (Elaborado a partir de EPIA/ALTENER, 1996 e HILL, 1998)

BENNER e KAZMERSKI (1999) mencionam que naquele ano a parcela referente ao silício monocristalino seria de 40% enquanto o policristalino seria

[97] O uso de células fotovoltaicas para aplicações em equipamentos eletrônicos correspondia, em 1994, a aproximadamente 5% da produção total (ver Figura 8). Estas células utilizam, em geral, a tecnologia de filmes finos.

responsável por 44%. Embora não fique claro se estes percentuais referem-se a todas as aplicações ou apenas aos módulos fotovoltaicos, é possível constatar-se que o silício policristalino vem ocupando espaço, desbancando o monocristalino. Em 2001 o silício cristalino foi responsável por 86% do mercado fotovoltaico. Os demais 14% couberam ao CdTe, CIS, A-Si e CIGS (aproximadamente 800 kWp).

Tecnologias de filmes finos[98] também vêm apresentando significativos avanços mas ainda não conseguiram realizar a promessa de um custo (para o sistema instalado) inferior àquele verificado para células cristalinas (THOMAS et al., 1999). Por serem menos eficientes, estas tecnologias requerem mais material e área para construção dos módulos e instalação. BENNER e KAZMERSKI (1999) fazem uma avaliação do estágio atual das tecnologias e mostram quais são os fornecedores que estão optando por cada uma delas. O Anexo VI apresenta as especificidades de cada uma destas tecnologias.

Dentre as aplicações de sistemas no meio rural destacam-se usos para iluminação, bombeamento de água, cerca elétrica, comunicação, aparelhos de TV, refrigeradores, rádios, entre outros. A Figura 7 mostra o perfil do mercado potencial para sistemas autônomos até o ano de 2010 em países em desenvolvimento.

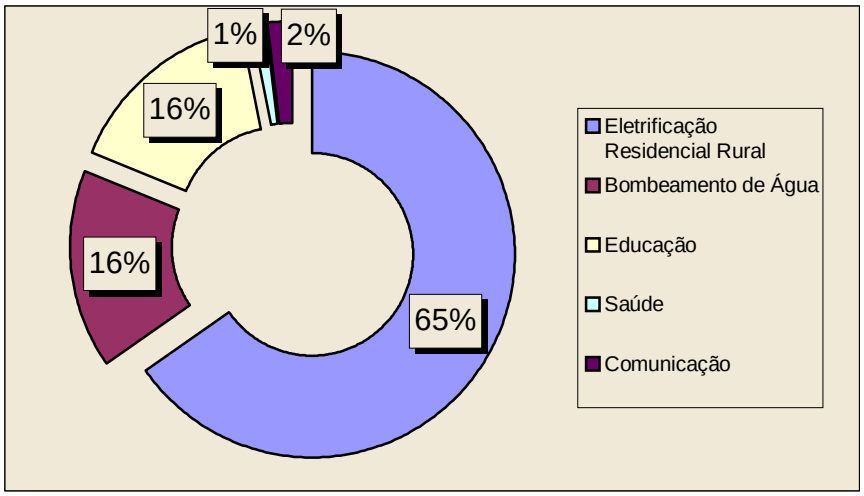


Figura 7: Segmentação do Mercado Potencial Mundial por Aplicação, em Países em Desenvolvimento (EPIA/ALTENER, 1996)

[98] Telureto de cádmio (CdTe) e disseleneto de cobre-índio ($CuInSe_2$), além do silício amorfo hidrogenado (A-Si:H).

Sistemas fotovoltaicos apresentam uma unidade de potência diferente daquela a que estamos familiarizados: o Watt. A capacidade de um módulo fotovoltaico é medida por uma unidade chamada de *Watt pico* (Wp) e está associada a um conjunto de condições instantâneas de intensidade e espectro da radiação solar incidente e temperatura da célula fotovoltaica. A condição padrão para plotagem das curvas características e testes dos módulos e definição da sua potência nominal[99] (em Wp) é definida para radiação de 1000 W/m^2 (radiação recebida na superfície da Terra em dia claro, ao meio dia), e temperatura de 25° C na célula (a eficiência da célula é reduzida com o aumento de temperatura). Maiores detalhes são apresentados no anexo VI.

Existe, atualmente, uma corrente que defende que os módulos fotovoltaicos sejam avaliados segundo sua capacidade de produção efetiva de energia. No Brasil, a produção anual específica de energia de um sistema fotovoltaico de pequeno porte fica entre 800 e 1800 kWh/kWp. Esta ampla faixa de variação está associada com o local de instalação (intensidade do recurso solar), a qualidade do projeto e da instalação (eficiência do sistema).

A título de ilustração, apresenta-se na Figura 8 e na Figura 9 a evolução de desempenho e custo de sistemas fotovoltaicos no mundo assim como a produção anual. O que mais impressiona nestes gráficos é a taxa de crescimento do consumo, superior a 20% ao ano. Em 2001 verificou-se uma produção anual de 390 MWp, valor 36% acima da produção verificada em 2000 (288 MWp). O Japão é o maior produtor, tendo respondido por 44% da produção mundial em 2001. Em seguida vêm os EUA, com 26% do mercado.

---

[99] A avaliação de um painel pela sua potência nominal pode não ser a melhor alternativa para se aferir seu desempenho e qualidade. Começam a haver hoje, iniciativas no sentido de se definir procedimentos de teste que avaliem a produção real de energia dos módulos para toda a gama de condições de operação previstas e não para condições especiais de laboratório.

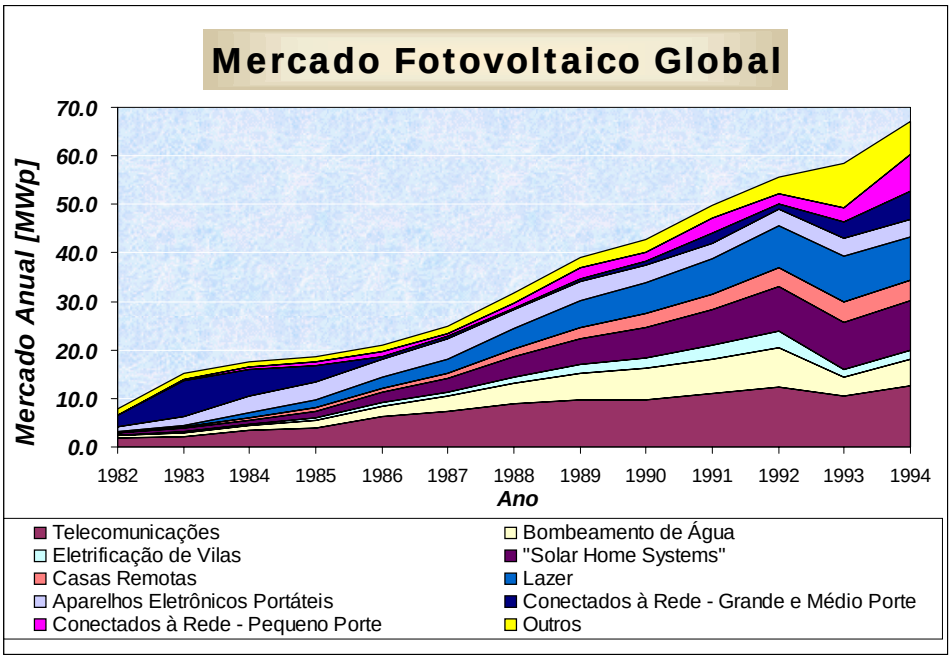


Figura 8: Evolução do Mercado Fotovoltaico Global (EPIA/ALTENER, 1996)

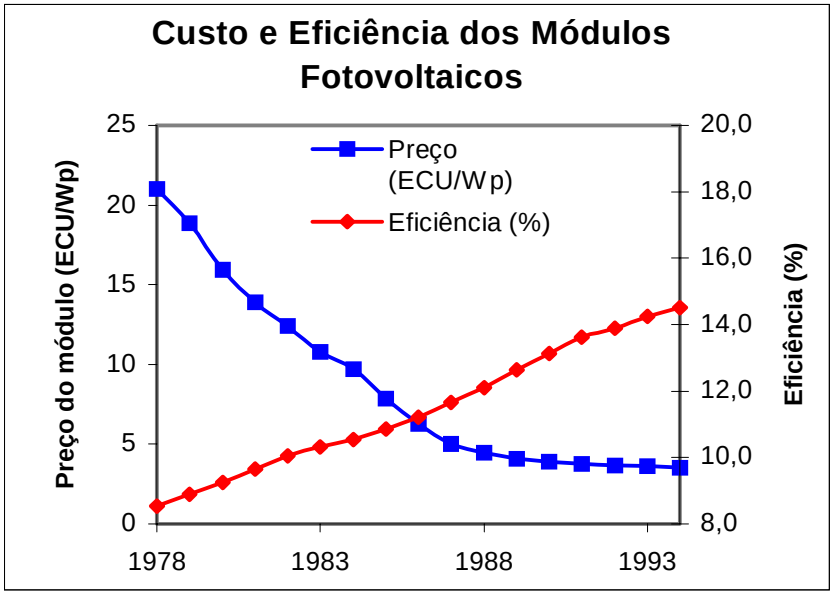


Figura 9: Evolução do Custo[100] e Eficiência dos Módulos Fotovoltaicos (EPIA/ALTENER, 1996)

EPIA/ALTENER (1996) estima que o potencial total para aplicações isoladas nos países em desenvolvimento é de 16 GWp. Deste total, cabem à América Latina 861 MWp. Um sistema autônomo possui, normalmente, potência que pode variar dezenas de Wp até alguns kWp.

[100] Expresso em ECU/Wp. A cotação do Euro em 12 de junho de 2001 era de 0,854 ECU/US$.

Uma Tecnologia Complementar

A ótica dos sistemas distribuídos pode ser trabalhada em completa sintonia com a eletrificação rural através de alternativas centralizadas (pequenas centrais hidrelétricas, sistemas de aproveitamento de biomassa, turbinas eólicas, grupos geradores a diesel e extensão de rede, por exemplo). Numa mesma localidade esta combinação poderá oferecer a solução ótima. É bastante freqüente encontrarmos casos em que temos alguns consumidores de baixo consumo individual, orbitando em torno de um núcleo de maior consumo - um pequeno conglomerado de casas ou a sede de uma propriedade produtiva. Quando analisamos os custos associados com a extensão de rede, verificamos um acréscimo do custo marginal de interconexão a medida que nos distanciamos do centro de consumo. Isto pode determinar a inviabilidade de um projeto de extensão de rede pura e simples. Quando, no entanto, consideramos a alternativa descentralizada (sistemas fotovoltaicos, por exemplo), a análise pode ser totalmente reformulada. Este tema é novamente abordado no Capítulo 4.

3.3. ***Programas de Aplicação da Tecnologia Fotovoltaica para Eletrificação Rural em Países em Desenvolvimento***

Enquanto nos Países Desenvolvidos predominam os sistemas integrados à rede de distribuição existente, instalados em áreas urbanas, seja por incentivo do governo, seja por opção do usuário interessado em investir em fontes limpas de energia, nos países em desenvolvimento os sistemas servem, quase sempre, para atender pequenas demandas isoladas distribuídas em zonas rurais. A potência média dos sistemas urbanos tende a ser superior àquela tipicamente utilizada nos sistemas instalados em áreas rurais dos países em desenvolvimento. Europa, EUA e Japão vêm implementando programas arrojados de implantação de sistemas em telhados de residências em zonas urbanas mas, de acordo com BANNER e KAZMERSKI (1999) é o Japão quem está mostrando o maior comprometimento do governo com investimentos neste setor, tendo superado Europa e EUA, juntos, durante o quinqüênio 1995/1999 em termos de investimentos[101]. A meta japonesa é implantar até o ano de 2010 o equivalente a 5 GWp em sistemas

[101] O Governo Japonês investiu, anualmente, aproximadamente 200 milhões de dólares entre 1995 e 1999 em programas de estímulo à tecnologia fotovoltaica (BANNER e KAZMERSKI, 1999). EUA e Europa, juntos, investiram em torno de 150 milhões anuais no mesmo período.

residenciais interligados à rede elétrica. Isso significa que, se cada sistema residencial tiver uma potência de 1kWp, cinco milhões de telhados chegarão ao ano de 2010 com um painel fotovoltaico montado.

NIEUWENHOUT et al. (2000) conduziram uma pesquisa bibliográfica sobre o uso de sistemas fotovoltaicos residenciais em países em desenvolvimento. Estima-se neste trabalho que, através de centenas de projetos, em torno de 1,3 milhão de sistemas residenciais já foram instalados em países em desenvolvimento, somando 40 MWp de potência, ou seja, uma média de 30 Wp por sistema. Aproximadamente 79% destes sistemas são de propriedade do próprio usuário, 13% pertencem a concessionárias e o restante pertence a cooperativas ou empresas privadas. Este mesmo estudo estima que 250.000 novos sistemas estão, hoje, sendo instalados anualmente, um terço através de programas subsidiados por doadores ou governos e os outros dois terços através de venda direta. Somando-se a este total o número de lanternas solares instaladas, conclui-se que um valor aproximado de 1% do número de novos consumidores que estão tendo acesso aos serviços de eletricidade (app. 50 milhões por ano) está sendo beneficiado com sistemas fotovoltaicos. A Tabela 21 mostra a distribuição dos sistemas fotovoltaicos nos países em desenvolvimento, indicando os países que apresentam os programas mais arrojados de aplicação dos sistemas fotovoltaicos para eletrificação rural.

Tabela 21: Sistemas Fotovoltaicos Residenciais nos Países em Desenvolvimento em 2000[102]

País	Número de Sistemas Instalados em 2000	População Total em 1998 (milhões)	Parcela da População que Usa Sistema Fotovoltaico Residencial[103] (%)
Quênia	150.000	29,3	2,56
Índia	118.000	980	0,06
China	100.000 (estimado)	1239	0,04
México	90.000	96	0,47
Indonésia	80.000	204	0,20
Zimbabue	80.000	11,7	3,42
Marrocos	50.000	27,8	0,90
Outros Países em Desenvolvimento[104]	390.000	1948	0,10
Total Estimado	**1.058.000**	**4.535,8**	**0,12**

Fonte: NIEUWENHOUT et al (2000)

Esta pesquisa também indicou a distribuição da potência dos sistemas instalados em cada projeto, conforme indicado na Figura 10. Dos projetos sobre os quais obteve-se informação verificou-se a predominância de sistemas de potências entre 35 e 54 Wp. Esta classificação é por número de projetos e não está ponderada pelo porte dos mesmos.

[102] Alguns dos valores apresentados nesta tabela refletem apenas o número de sistemas distribuídos através de programas de governo. Os totais de sistemas vendidos diretamente, especialmente os módulos de silício amorfo de baixa potência, estão subdimensionados na tabela (NIEUWENHOUT et al., 2000). Este estudo consolidou informações de 104 programas em 32 países (Argentina, Bangladesh, Bolívia, Botswana, Brasil, Chile, Costa Rica, República Dominicana, Gana, Guatemala, Honduras, Índia, Indonésia, Quênia, Mali, México, Marrocos, Namíbia, Nepal, Nicarágua, Nigéria, Peru, Filipinas, Senegal, África do Sul, *Swaziland*, Síria, Tailândia, Tunísia, Vietnã, Iêmen, Zimbabue).

[103] Baseada na hipótese de que cada residência possui em média 5 habitantes.

[104] Estimado considerando-se que 0.1% da população dispõe de eletricidade na residência a partir de um sistema fotovoltaico autônomo.

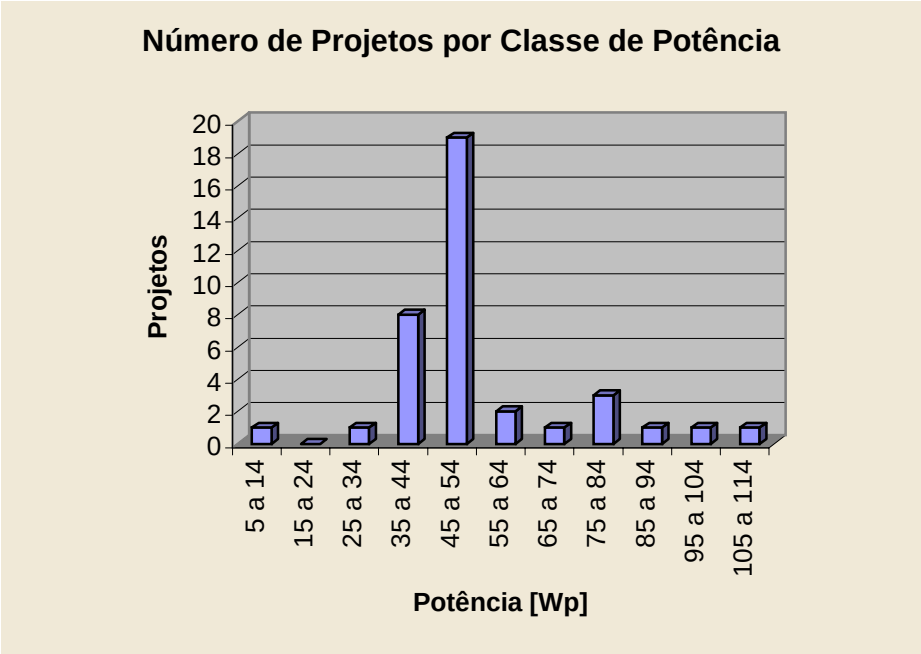


Figura 10: Distribuição dos projetos em função da potência média dos sistemas implantados[105] (NIEUWENHOUT et al., 2000)

O Quênia[106] possui a maior penetração no mundo de sistemas fotovoltaicos, com uma venda anual direta em torno de 20.000 sistemas. Na África do Sul, a ESKOM estabeleceu, em 1999, uma parceria com a Shell Solar[107] para prover eletricidade para 50.000 residências (GOLDEMBERG, 2000). Os sistemas no Quênia possuem uma potência média de 25 Wp, custam em média US$418,00 e utilizam, em grande parte, módulos de silício amorfo importados, baterias automotivas adaptadas localmente e dispensam o uso de controladores de carga (WAMUKONYA, 2001).

*3.4. **O PRODEEM***

Apesar do Brasil já contar com diversas iniciativas de implantação de sistemas fotovoltaicos para eletrificação rural, conforme listado na Tabela 8 (Capítulo 2), o

---

[105] Esta distribuição refere-se a uma classificação dos projetos analisados por NIEUWENHOUT et al. (2000), em função da potência média dos sistemas utilizados em cada projeto.

[106] O Quênia é um país predominantemente rural, com apenas 25% da sua população – 29 milhões de habitantes - vivendo em zonas urbanas. Mais de 95% das residências rurais não possuem acesso à rede (WAMUKONYA, 2001).

[107] *Joint venture* entre ESKOM e a *Shell Renewables* para explorar uma das seis concessões cujas áreas geográficas estão sendo estabelecidas pelo governo da África do Sul (WAMUKONYA, 2001).

PRODEEM (Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios), conduzido pelo Ministério de Minas e Energia, ainda é o maior programa em curso no Brasil em potência total instalada e em novas aquisições previstas. Até agora já foram investidos aproximadamente 20 milhões de dólares na aquisição de 6000 sistemas e, segundo a coordenação do programa[108], estão previstos investimentos de 150 milhões de dólares entre 2001 e 2003. Para o ano de 2001 foram reservados 45 milhões de dólares.

Instituído por Decreto da Presidência da República, o PRODEEM tem por objetivo principal viabilizar o suprimento de energia às populações que habitam o meio rural, apoiando o atendimento das demandas sociais das comunidades localizadas fora dos perímetros urbanos, promovendo o uso produtivo da energia nas propriedades rurais e favorecendo a geração de empregos e a elevação da renda nas regiões ainda não-assistidas pela eletrificação convencional. Para tanto, pode-se utilizar as fontes de energia renováveis disponíveis em cada localidade, recursos energéticos locais como pequenos potenciais hidráulicos, biomassa (resíduos agrícolas, resíduos florestais, óleos vegetais, biogás, entre outros) e energias solar e eólica. No entanto, o Programa tem dado - e deve continuar dando - ênfase quase exclusiva à tecnologia fotovoltaica.

A ação do PRODEEM, conforme originalmente planejado, está direcionada para a implementação dos seguintes subprogramas (RIBEIRO et al., 1999):

Desenvolvimento Social: instalação de microssistemas de produção de energia em comunidades carentes e não-servidas pela rede elétrica, apoiando, de forma sistemática e permanente, o atendimento de demandas sociais básicas: água potável, produção de alimentos, educação, saúde, saneamento, telefonia de emergência, informação, centro comunitário etc.

Desenvolvimento Econômico: aproveitamento das fontes de energia renováveis descentralizadas, para o atendimento de demandas ligadas à atividade produtiva e que favoreçam a elevação da renda, a geração de empregos e a agregação de valor ao produto rural.

Complementação da Oferta de Energia: produção complementar de energia, via fontes renováveis descentralizadas, destinada a todo o conjunto dos consumidores brasileiros, utilizando sistemas individuais ou coletivos e contemplando, inclusive, o reforço às redes existentes.

---

[108] Entrevista com o então coordenador, Engo. Pedro Bezerra.

Base Tecnológica e Industrial: promoção do desenvolvimento das tecnologias relacionadas com sistemas não-convencionais de energia e capacitação de recursos humanos para sua instalação, operação e manutenção.

Os Subprogramas de Desenvolvimento Social e de Desenvolvimento Econômico do PRODEEM constituem, portanto, a contribuição do Setor de Energia para atender às populações desassistidas e aumentar a renda no meio rural. Sua implementação requer, em cada caso, o estabelecimento de parcerias com os agentes responsáveis pelas demais áreas de interesse social.

A Tabela 22 ilustra o número de sistemas e a potência total já adquirida ao longo de todas as fases já iniciadas dentro do Subprograma de Desenvolvimento Social.

Tabela 22: Número de sistemas adquiridos pelo PRODEEM e potência total

SISTEMAS	*Fase 1*		*Fase 2*		*Fase 3*		*Fase 4*		*Emergencial*		*Total*	
	Nº	**kWp**	**Nº**	**kWp**	**Nº**	**kWp**	**Nº**	**KWp**	**Nº**	**KWp**	**Nº**	**KWp**
Bombeamento de Água	54	78	179	211	176	135	1240	696	800	235	2449	1355
Iluminação Pública	137	7,5	242	17	-	-	-	-	-	-	379	24,5
Sistemas Energéticos	190	87	387	200	677	419	1660	972	-	-	2914	1678
Sistemas Eólicos	2	14,2	-	-	-	-	-	-	-	-	2	14,2
TOTAL	***383***	***187***	***808***	***428***	***853***	***554***	**2900**	**1668**	**800**	**235**	**5744**	**3072**

Fonte: RIBEIRO et al., 1999

Até o presente momento, o Programa tem tido atuação apenas na área social, privilegiando a implantação de sistemas em aplicações comunitárias, mas mesmo neste segmento vem enfrentando diversos problemas. Os demais subprogramas ainda apresentam-se incipientes, em definições de arranjos iniciais. A estrutura inicialmente idealizada, que prevê parcerias em nível estadual lideradas por agentes públicos (Agentes Regionais) demonstrou-se completamente incapaz de lidar com o Programa em médio e longo prazo. Em raríssimas situações estes agentes foram capazes de estabelecer estruturas sustentáveis de operação e manutenção. Embora nunca tenha sido debatido e divulgado, um diagnóstico da fase I do PRODEEM indicou percentuais muito elevados de falhas após apenas 2 anos de operação dos sistemas.

Segundo o MME, na parceria com os estados, o PRODEEM oferece, no máximo, os equipamentos a serem instalados - sistemas de energia solar, turbinas e geradores hidroelétricos, aerogeradores e outros - cabendo aos estados e municípios o transporte e a montagem desses equipamentos e aquisição de materiais e instalações

complementares[109] além da manutenção dos sistemas. Os estados se comprometem, também, a realizar estudos de mercado e de inventário de fontes energéticas locais em microrregiões com alguma vocação econômica, para viabilizar o apoio do PRODEEM produtivo. Não foi encontrado nenhum registro de que isto tenha realmente ocorrido.

As demandas mais freqüentes, no âmbito do PRODEEM/Social, estão relacionadas com a energização de escolas rurais (atualmente o Brasil possui mais de 50.000 escolas rurais não-eletrificadas) e com o bombeamento de água em localidades sujeitas a prolongados períodos de sêca.

De acordo com o MME, foi realizado um grande esforço junto às comunidades tecnológica e financeira internacionais, visando sinalizar o extraordinário mercado potencial brasileiro para o desenvolvimento de energias renováveis e interessar o setor privado no PRODEEM. Como conseqüência desse esforço, o Banco Mundial propôs um financiamento adequado a um modelo de energização de 78.000 residências rurais nos estados de Minas Gerais, Bahia e Ceará, utilizando energia solar, e à preparação de projetos para a área produtiva (US$ 110 milhões) e o Banco Interamericano de Desenvolvimento preparou, em conjunto com o DNDE, o Plano de Ação do PRODEEM, envolvendo o aporte de até US$ 9 milhões, a fundo perdido, por diversas instituições interessadas em apoiar a reestruturação do programa, com os seguintes objetivos[110]:

- Elevar a capacidade de atendimento do PRODEEM/Social para a faixa de 10 a 15 mil comunidades por ano;
- Promover treinamento e capacitação, técnica, operacional e gerencial, em todos os níveis de atividades, envolvendo as equipes de gerenciamento, as coordenações descentralizadas, os agentes regionais, as empresas prestadoras de serviços e os usuários finais;
- Estimular a formação de um mercado de fornecimento de serviços de energia, a partir de fontes renováveis descentralizadas, para o meio rural,

---

[109] Poços artesianos, distribuição de água, aparelhos de televisão, vídeo cassete, antena parabólica, geladeira, luminárias, cabos, construção civil etc.

[110] Recursos do FUMIN e JSF já estão disponíveis para o MME e serão utilizados na implementação e/ou adaptação/atualização do Plano de Ação, conforme informado pelo ex-coordenador, Pedro Bezerra.

visando o envolvimento do setor privado nas aplicações residenciais e produtivas;

- Promover o desenvolvimento local integrado, a partir de modelos de negócios em microrregiões com vocações produtivas similares;
- Viabilizar a efetiva transferência de novas tecnologias, utilizando a escala do mercado brasileiro como vetor de sua aplicação competitiva no País;
- Implantar um sistema de monitoramento e avaliação dos resultados (impactos sociais e econômicos do programa), de divulgação de informações e de disseminação de soluções inovadoras e de sucesso.

O Plano de Ação do PRODEEM foi desenvolvido com o apoio da USAID, do PNUD, do USDOE, do Fundo Japonês (BID), da União Européia e do FUMIN e deveria ser implementado ao longo do triênio 1999/2001. Mudanças na coordenação do PRODEEM e no contexto regulatório, principalmente com a perspectiva da universalização do atendimento (garantia de suprimento a todos os cidadãos brasileiros em um horizonte de tempo pré-definido), deverão exigir uma reavaliação do Plano de Ação desenvolvido antes mesmo que ele seja posto em prática.

O PRODEEM pretende englobar os usuários privados, criando linhas de crédito especiais que levem em conta a capacidade de pagamento e a possibilidade de agregar valor à produção rural. Outro aspecto importante é o treinamento das pessoas dessas comunidades para a operação, manutenção e coleta de recursos destinados à reposição de elementos do sistema.

O Custo dos Sistemas nas Quatro Primeiras Fases do PRODEEM

Para se ter uma melhor idéia do custo real dos sistemas implantados ao longo de sua vida útil, realizou-se em RIBEIRO et al. (1999) uma análise econômica do PRODEEM, levando-se em consideração os custos de transporte e instalação e a necessidade de reposição de componentes como baterias, controladores e inversores ao longo da vida útil do sistema. Esta análise, cujos resultados são mostrados na Figura 11 e na Tabela 23, permitiu também o cálculo do valor da energia produzida, tendo-se considerado os parâmetros, e respectivos valores, conforme apresentados na Tabela 23. A taxa de câmbio utilizada no estudo foi de 1,8 R$/US$. É fundamental frisar que o valor encontrado para a energia não é a tarifa que deveria ser cobrada.

Tabela 23: Cálculo do Custo Total da Energia

Parâmetro	Valor	Unidade
Radiação Solar	5	KWh/m^2.dia
Taxa de Desconto	12	%
Vida Útil dos Módulos	30	Anos
Vida Útil das Baterias	5	Anos
Vida Útil de Componentes Eletrônicos (Inversor, Controlador)	10	Anos
Eficiência Global do Sistema Fotovoltaico (Exceto Conversão Fotovoltaica)	75	%
Custo Total do Sistema Fotovoltaico Instalado	19,89	R$/Wp
VPL da Energia Produzida[111]	0,48	R$/kWh
Custo da Energia[112]	1,35	R$/kWh

FONTE: Adaptado de RIBEIRO et al. (1999)

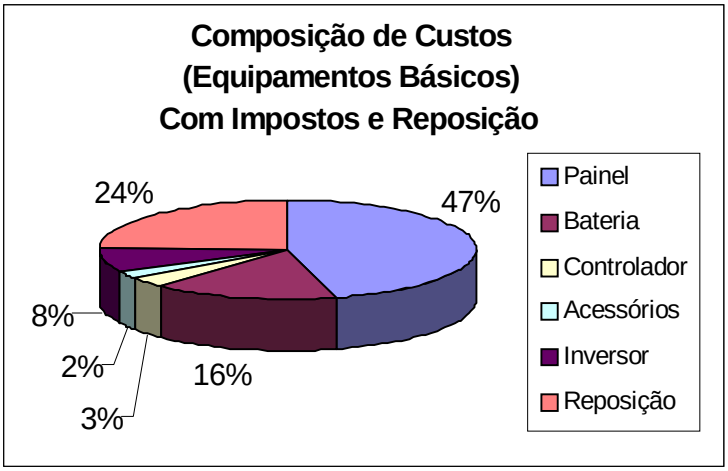


Figura 11: Composição Percentual de Custos (RIBEIRO et al., 1999)

Embora R$1,35/kWh[113] possa parecer um valor muito alto para a energia, este valor pode ser facilmente encontrado em projetos de eletrificação rural já implementados, quando todos os custos são internalizados/contabilizados. Não se pode esquecer que ao se comparar o custo de eletrificação rural através das diversas tecnologias, tem-se que levar em conta o custo da extensão da rede para os casos de geração centralizada.

---

[111] Valor Presente Líquido das despesas ao longo da vida útil dos sistemas dividido pela energia total produzida no mesmo período.

[112] Custo anualizado ao longo da vida útil (taxa de desconto de 12%, 30 anos).

[113] Corrigindo em função da variação cambial e considerando-se a taxa de 2,5R$/US$, tem-se 1,88R$/kWh.

Ao longo das 4 fases do PRODEEM, verificamos uma grande variação do preço dos sistemas energéticos, como pode ser verificado na Figura 12. Vale ressaltar que nesta figura mostra-se apenas o valor associado à aquisição dos equipamentos básicos (investimento inicial) enquanto na Tabela 23 considera-se a reposição e o custo de instalação. O efeito verificado na fase III não foi suficiente para interromper uma tendência de queda que vinha sendo observada desde a fase I. Isso porque o fator determinante do aumento dos preços na fase III foi pontual: havia naquele momento um excesso de demanda. Este mesmo fator norteou uma forte ampliação da capacidade de produção e trouxe os preços para o seu real patamar, o que já foi sentido na fase IV.

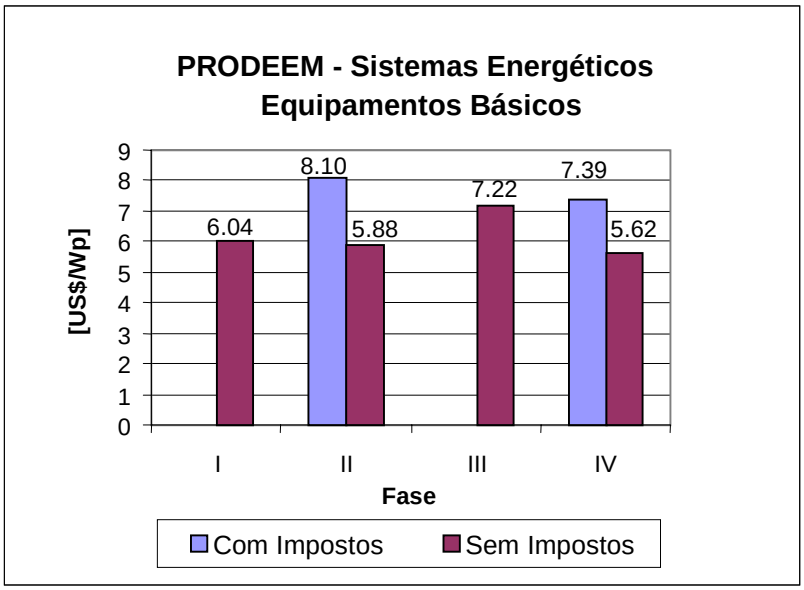


Figura 12: Evolução dos Custos de Sistemas Energéticos no PRODEEM (RIBEIRO et al., 1999)

Na Figura 13 apresenta-se a composição de custos dos sistemas energéticos adquiridos na fase IV. Diferentemente do que ocorre na Figura 11, neste caso os custos de instalação e reposição não estão incluídos. Aqui busca-se apenas indicar o peso diferenciado da carga tributária sobre cada componente. Vale mencionar que, como explicado no Capítulo 5, a estrutura tributária foi completamente alterada em função de medidas associadas com a crise de oferta de energia. O Decreto 3.827/2001, por exemplo, isentou de IPI, até dezembro de 2002, os módulos fotovoltaicos. Como a isenção de ICMS dos módulos estava condicionada apenas à isenção de IPI, o ICMS também ficou automaticamente isento até dezembro de 2002.

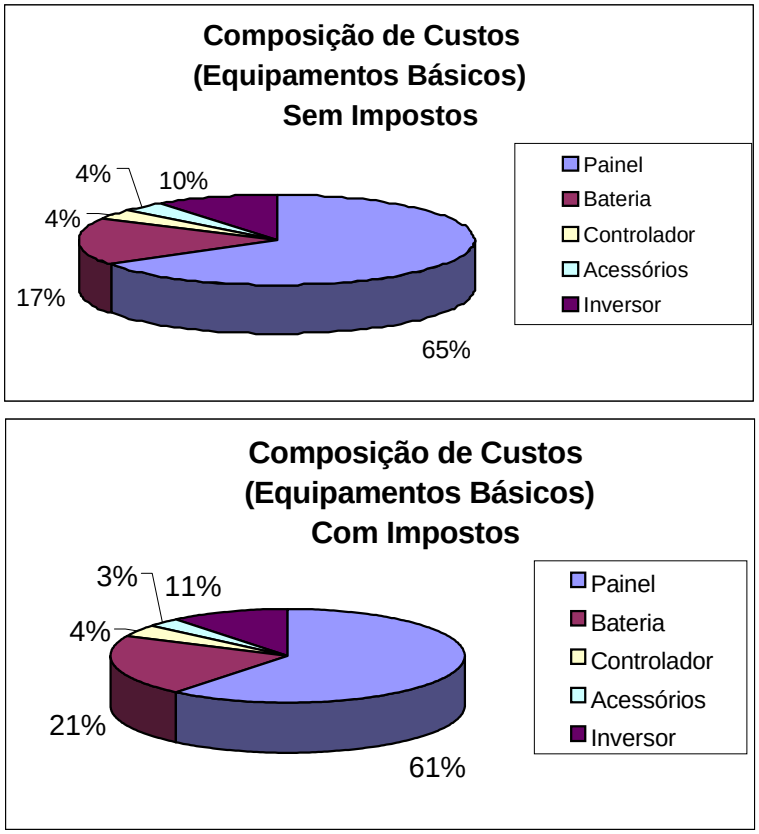


Figura 13: Composição de Custos dos Sistemas Energéticos do PRODEEM Fase 4 (RIBEIRO et al., 1999)

O PRODEEM e o Programa Alvorada

Mais recentemente o MME anunciou que as prioridades do PRODEEM serão redirecionadas e que este Programa deve passar a agir de forma complementar ao Programa Alvorada[114], programa da Presidência da República voltado para o desenvolvimento integrado, contribuindo para a melhoria do IDH (Índice de Desenvolvimento Humano).

Conforme reconhecido pelo MME, o sucesso do PRODEEM depende de uma ação convergente com as demais áreas prioritárias, nos níveis federal, estadual e municipal, e da criação de condições estimulantes à participação do setor privado, na construção de um mercado competitivo e sustentado de suprimento de energia ao meio rural. Parceria e descentralização são, portanto, processos essenciais à obtenção dos resultados desejados no menor prazo possível.

Num primeiro momento o PRODEEM estará eletrificando escolas isoladas em municípios beneficiados pelo Programa Alvorada.

---

[114] Informações sobre o Programa Alvorada podem ser obtidas em www.presidencia.gov.br .

4. Os Prós e os Contras da Tecnologia Fotovoltaica para Eletrificação Rural no Mundo

Identificar os prós e os contras do uso de sistemas fotovoltaicos para eletrificação rural requer a análise de uma série de fatores técnicos, culturais, sociais, ambientais e econômicos, entre outros, interligados através de uma teia complexa. Não basta uma comparação estrita do número de consumidores beneficiados, investimento necessário ou custo da energia gerada. Conforme já citado no Capítulo 1, estamos comparando coisas muito diferentes (serviços diferenciados, relação diferenciada com o meio ambiente e com o consumidor etc.). Alguns dos aspectos que devem ser considerados numa análise comparativa de viabilidade - da tecnologia fotovoltaica com as alternativas já largamente utilizadas - são mostrados na Figura 14. Esta tarefa só não é mais difícil em virtude da rica gama de estudos já disponíveis sobre este assunto e que servirão como base para a discussão apresentada neste capítulo.

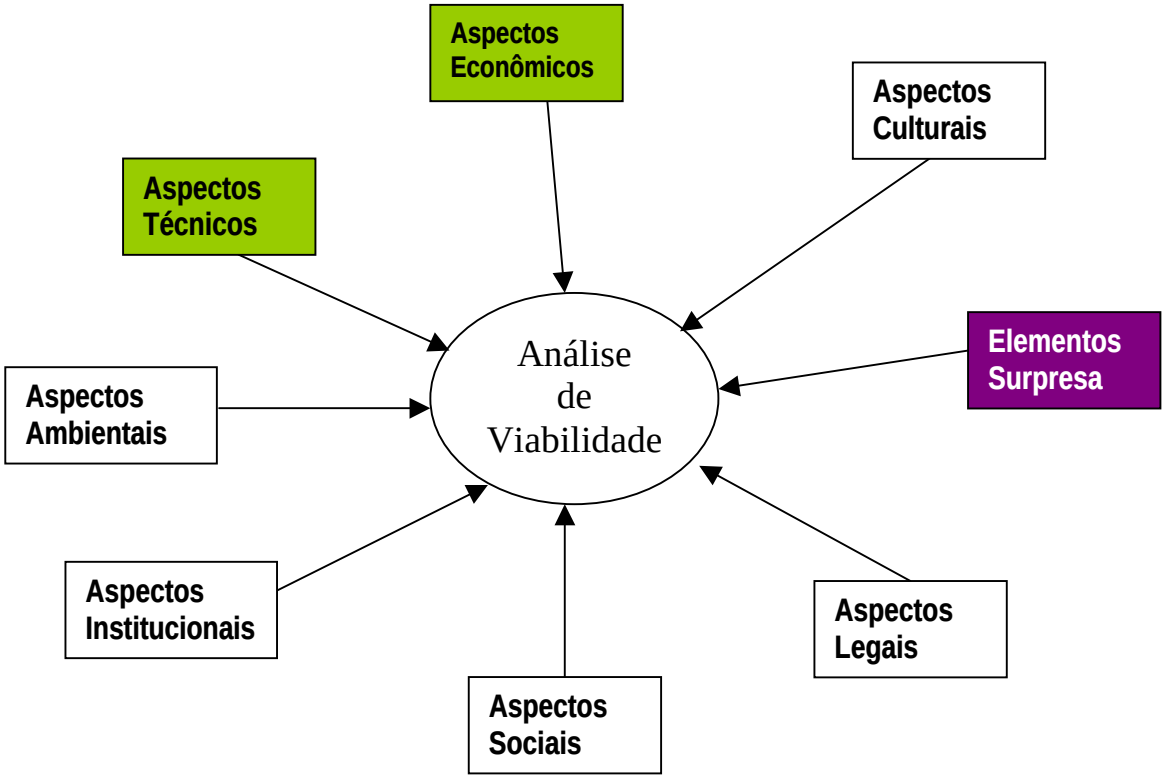


Figura 14: Aspectos associados à eletrificação rural com sistemas fotovoltaicos dispersos

De acordo com CAMPEN et al. (2000) as lições aprendidas após 3 décadas de uso de sistemas fotovoltaicos contribuíram para entendermos melhor o desafio do uso

desta tecnologia quando voltada para satisfazer as demandas rurais. Uma das principais lições é que, para se explorar completamente todo o potencial existente, muitas mudanças institucionais serão necessárias no setor energético para conferir ao setor privado uma maior responsabilidade e participação e estimular a criação de iniciativas sustentáveis.

Para facilitar a compreensão das seções seguintes, vale a pena identificarmos os atores e ações que estão relacionados com a implantação de um programa de eletrificação rural. A Tabela 24 mostra as ações necessárias para cada possível ator no sentido de se desenvolver a eletrificação rural com sistemas fotovoltaicos, seja pela ótica da universalização de serviço, seja por uma abordagem totalmente de mercado.

Tabela 24: Atores e Ações na Eletrificação Rural com Sistemas Fotovoltaicos

Ações	**Atores**			
	Consumidor	**Concessionária, Permissionária ou Autorizada**	**Fornecedor de Equipamentos e Serviços**	**Estado**
Divulgação	---	* Depende da abordagem do mercado (pode ser agressiva ou tímida)	* Criar infra-estrutura de divulgação capaz de alcançar o consumidor rural disperso	* Utilizar seus mecanismos de divulgação e capacitar seus agentes
Captação de Capital (Investimento Inicial)	* Buscar linhas de crédito * Poupança programada * Formar cooperativas	* Buscar linhas de crédito e incentivos * Respeitar metas de eletrificação rural e Universalização de Serviços	* Fazer gestão junto a órgãos governamentais e instituições de crédito * Estimular a criação de cooperativas	* Disponibilizar linhas de crédito para consumidores e empreendedores * Promover mecanismos de incentivo
Instalação e Manutenção	* Participar de treinamento ("primeiros socorros")	* Estabelecer infra-estrutura ou contratar serviço * Treinar o usuário	* Estabelecer infra-estrutura * Treinar o usuário	* Contratar serviço ou estabelecer parcerias * Regulamentação e definição de padrões
Tarifa/Serviço	* Pagar tarifas/serviços	* Estabelecer a tarifa * Cobrar a tarifa	* Cobrar pelos equipamentos e serviços	* Regulamentação * Estimular a Universalização do Serviço

Fonte: Atualização do original apresentado em RIBEIRO et al. (1999)

A extensão de rede e os grupos geradores diesel[115] ainda imperam, conforme mostrado no Capítulo 2, e por isso devem ser cuidadosamente analisados para se tecer o pano de fundo para a introdução de novas tecnologias, como é o caso dos sistemas fotovoltaicos. Cabe mencionar que cresce acentuadamente no meio rural o uso de baterias que são recarregadas periodicamente em vilarejos vizinhos mais prósperos.

Embora os diversos aspectos sejam tratados com mais detalhes nas seções seguintes, a Tabela 25 ajuda a entendermos alguns dos prós e contras de cada uma das alternativas consideradas.

[115] Considerou-se a opção diesel apenas de forma centralizada. Isto se deve ao fato desta tecnologia apresentar custo relativo muito elevado para unidades de baixa potência – abaixo de 2 kW.

Tabela 25: Comparação entre Extensão de Rede, Sistemas Fotovoltaicos e Geradores Diesel

	Extensão de Rede	Solar Fotovoltaica	Gerador Diesel (Centralizado)
Investimento Inicial	Depende da distância entre localidade e alimentador, dispersão dos prédios e demanda de energia	Depende da demanda de energia, radiação solar média, autonomia	Depende da dispersão dos prédios, confiabilidade e demanda de energia
Operação	---	---	Requer suprimento regular de combustível e supervisão
Manutenção	Poucos requisitos de manutenção (exceto em zonas costeiras)	Substituição de baterias e outros componentes de vida útil inferior a dos módulos fotovoltaicos	Requer manutenção periódica, conforme indicação do fabricante
Benefícios Indiretos	Pouca restrição à demanda, exceto quando a rede é sub-dimensionada	Fonte limpa de energia com mínimo impacto ambiental	Deficiente para potências inferiores a 2 kW
Outros Aspectos Relevantes	---	Requer estabelecimento de rede de suporte	Ruído e poluição

CAMPEN et al. (2000) compilaram suas constatações de prós e contras do uso de sistemas fotovoltaicos para eletrificação rural, conforme mostrado na Tabela 26.

Tabela 26: Síntese dos Prós e Contras dos Sistemas Fotovoltaicos para Eletrificação Rural

Área	Prós	Contras	Resultados
Equipamento e Investimento	Flexibilidade: sistemas facilmente ampliáveis a partir de pequenas potências	Investimento inicial elevado	* PV competitivo principalmente para baixos consumos em áreas remotas e não-eletrificadas * Necessidade de mecanismos de financiamento
Operação e Manutenção	Confiabilidade: pouca manutenção e supervisão e pouco dispêndio	* Necessidade de *back-up* ou armazenamento em função da intermitência do recurso * Baterias são o ponto fraco do sistema	Sistemas PV são quase sempre competitivos em relação ao custo ao longo da vida útil
Organização	Completamente adaptável às necessidades dos usuários	Necessidade de maior envolvimento do usuário com os sistemas quando comparado com projetos de extensão de rede	Necessidade de mudanças institucionais no setor energético para adaptá-lo a especificidades dos projetos PV
Implicações Ambientais	Ambientalmente benigno: baixo nível de emissão de CO_2 e outros gases comparado à geração a partir de combustíveis fósseis	Descarte e reciclagem das baterias são o ponto fraco	Possibilidade de cofinanciamento de fundos ligados à mudança climática

Fonte: CAMPEN et al. (2000)

Depois dessa visão comparativa entre os sistemas fotovoltaicos e seus maiores adversários na eletrificação rural - os grupos geradores movidos a óleo diesel e extensão de rede - apresenta-se nas próximas seções uma análise mais detalhada das vantagens e

desvantagens do uso da tecnologia em questão. Apenas para adiantar alguns aspectos que serão esmiuçados nestas seções, apresenta-se abaixo alguns dos principais pontos positivos:

- a independência entre a localização dos extremos de rede e a implementação de programas sociais[116];
- benefícios ambientais em função da menor emissão de gases de efeito-estufa;
- tecnologia madura e indústria em plena expansão em todo o mundo, tanto para aplicações no meio rural quanto urbano;
- é a melhor alternativa para pequenas aplicações dispersas (baixo consumo).

4.1. ***Aspectos Técnicos***

As características que credenciam esta tecnologia para aplicação em larga escala no meio rural são, entre outras, a confiabilidade, modularidade, simplicidade, versatilidade, poucos requisitos de manutenção, independência de combustíveis para sua operação e, principalmente, custos. Não existem mais dúvidas de que os sistemas energéticos autônomos baseados em geração fotovoltaica e acumulação de energia em baterias representam uma tecnologia madura sob o ponto de vista técnico (CABRAAL et al., 1996) e cuja indústria encontra-se em franca expansão. Mas assim como qualquer segmento industrial sério, a existência de padrões adequados para fabricação, instalação e operação dos equipamentos é fundamental. Dentre os pontos apontados por WAMUKONYA (2001) como impedimentos para o desenvolvimento do mercado no Quênia, país que hospeda o maior programa mundial de comercialização direta de sistemas fotovoltaicos para eletrificação de domicílios rurais, destacam-se alguns aspectos técnicos importantes:

- Falta de normas, levando a padrões e procedimentos inadequados de instalação;
- Baixa qualidade de componentes complementares/periféricos fabricados localmente[117];

---

[116] Projetos podem ser implementados em função apenas da amplitude social, e não se prendem a restrições técnicas em função da proximidade ou não da rede de distribuição. A habilidade de estruturação de infra-estrutura local de operação e manutenção é o principal gargalo.

[117] Embora seja comum ouvir sobre falhas de sistemas associadas com componentes fabricados localmente, uma clara crítica à indústria dos países em desenvolvimento, é também bastante freqüente

- Baixa conscientização do usuário sobre as limitações dos sistemas.

Programas de amplo alcance falharam por problemas técnicos tão simples como a queima sistemática de reatores eletrônicos das lâmpadas fluorescentes ou instalação com material de má qualidade (fiação, conectores, interruptores etc.). FITZGERALD (2000) reforça esta preocupação, e afirma que os sistemas são relativamente simples para instalar e manter, desde que haja treinamento apropriado. E porque eles são modulares os sistemas podem ser ampliados se a demanda aumenta.

> *"No entanto, se estes sistemas são inadequadamente dimensionados ou instalados, se eles não são propriamente mantidos, ou se os usuários não são instruídos sobre o uso apropriado e rotinas de manutenção dos sistemas, eles frustrarão as expectativas de desempenho, ou falharão completamente."* (FITZGERALD, 2000)

Um grande esforço tem sido verificado no mundo para a definição de procedimentos padrão de dimensionamento, instalação e manutenção de sistemas fotovoltaicos, tanto os autônomos, quanto os interconectados à rede. Muitas normas internacionais[118] estão disponíveis para os componentes dos sistemas: módulos fotovoltaicos[119], baterias, componentes periféricos etc. Mais recentemente, um grande esforço tem sido feito para se desenvolver normas para sistemas fotovoltaicos, ou seja, normas que tratem da interrelação entre os diversos componentes e da sua adequada instalação e manutenção (PVGAP, 1998 e THERMIE, 1998). Outras iniciativas

---

constatar-se que sistemas falham em função do uso de equipamentos que, embora de boa qualidade e muitas vezes certificados por organismos internacionais, são inadequados às condições climáticas (temperatura e umidade) e ambientes agressivos (poeira, insetos, roedores, entre outros).

[118] O COBEI – Comitê Brasileiro de Eletricidade, da ABNT - possui um Grupo de Estudo (CE 82:1) que trata especificamente de sistemas de conversão fotovoltaica de energia solar. No entanto, esta comissão tem tido atuação bem modesta. Os poucos instrumentos normativos disponíveis estão, em sua grande, maioria, desatualizados.

[119] As principais normas IEC associadas com os módulos fotovoltaicos são: IEC61277, IEC61215, IEC61646, IEC61724. Normas equivalentes para outros órgãos internacionais, a exemplo do IEEE, também estão disponíveis.

pretendem criar bases de certificação de produtos[120], treinadores e cursos[121] e credenciamento de laboratórios[122]. Hoje conta-se com uma rede internacional de laboratórios altamente especializados, situados nos principais centros tecnológicos mundiais.

Existe uma tendência, dentro dos programas em andamento em todo o mundo, de definir-se algumas configurações típicas para cada aplicação que se deseja contemplar. Os programas mais estruturados incluem especificações técnicas detalhadas para cada componente do sistema e do material de instalação (bitola dos condutores, conectores, proteções físicas e elétricas), além de recomendações para o processo de instalação. Um bom exemplo é o caso do México (IIE, 1992). No Brasil, o PRODEEM tem elaborado manuais de instalação bastante detalhados, levando em consideração as especificidades dos componentes.

Avanços tecnológicos contínuos vêm permitindo a redução dos custos e a melhora na eficiência de módulos (conforme apresentado no Capítulo 3), baterias e outros componentes periféricos. Mas tudo isso pode ser desperdiçado caso não se especifique corretamente os componentes, não se disponha de mecanismos para avaliar a qualidade do material adquirido, não se mobilize técnicos capacitados ou o usuário não seja adequadamente instruído sobre o seu papel no dia-a-dia do sistema.

Programas bastante recentes têm mostrado que, apesar da sofisticação dos produtos e técnicas avançadas de produção, vale a pena ficar atento às práticas da indústria fotovoltaica. É bastante comum verificar-se que os módulos fotovoltaicos adquiridos possuem potência média inferior àquela anunciada, isto porque explora-se uma brecha existente nas normas em vigor. Como as normas estabelecem um limite

---

[120] PVGAP (*Global Approval Program for Photovoltaics*) (PVGAP, 1998) e NREL (*Photovoltaic Module Certification/Laboratory Accreditation Criteria Development*) (OSTERWALD et al., 1995). O PVGAP prevê a criação de um selo que permitirá identificar produtos que estejam de acordo com os critérios do Programa.

[121] Um exemplo é o trabalho desenvolvido pelo Institute for Sustainable Power (FITZGERALD, 2000) que visa fornecer um guia e recursos para a implementação de um sistema de credenciamento de treinadores e certificação de treinandos para projeto, instalação e manutenção de sistemas fotovoltaicos. Esta iniciativa objetiva definir parâmetros contra os quais instrutores e instituições de treinamento possam calibrar seu trabalho.

[122] Duas iniciativas podem ser destacadas: as ações do PVGAP (PVGAP, 1999) e do NREL (OSTERWALD et al., 1995).

mínimo de desempenho e como a indústria conseguiu um excelente controle do seu processo de produção, classificando seus produtos em função do desempenho, os módulos ficam abaixo da média mas acima do limite mínimo. É o que mostra o trabalho de medição/análise de desempenho conduzido por ZILLES et al. (1998). Para três marcas testadas, a potência obtida foi sempre inferior à nominal de catálogo. O primeiro fabricante ficou entre 2 e 7% abaixo, o segundo, 20% abaixo, e o terceiro, entre 5 e 8% abaixo.

As taxas de falha, em projetos adequadamente administrados, podem ser muito baixas. O Projeto da APAEB indicou que apenas uma visita é necessária, em média, por sistema, a cada 2 anos (WINROCK e UNIFACS, 2000). As baterias devem ser vistas com especial atenção e devem ser tratadas como o elo fraco do sistema.

> *"A manutenção e serviços pós-venda devem se estabelecer em uma base comercialmente atrativa, para garantir a formação de uma infra-estrutura de negócios viável. Isto pode ser disparado por governos ou órgãos internacionais de apoio nos estágios iniciais mas no longo prazo um mecanismo sustentável de custo e preço deve se desenvolver, tanto para o usuário quanto para o provedor de serviços."* (UNDP, 1994)

De acordo com UNDP (1994), numa escala mundial, o desafio a ser enfrentado engloba a capacitação de grupos locais todos os anos em centenas de milhares de vilas rurais e comunidades localizadas na periferia de cidades, sem mencionar as operações e serviços pós-venda, redes de distribuição, estocagem de peças de reposição etc.

4.1.1 Treinamento de Técnicos e Usuários

A manutenção é fundamental para se criar uma infra-estrutura viável e sustentável. Apesar de um sistema fotovoltaico requerer quase nenhuma assistência, treinar o usuário também tem se demonstrado como um dos fatores mais importantes para o sucesso de projetos de eletrificação rural com sistemas fotovoltaicos.

Os pontos principais para o treinamento dos usuários são listados abaixo:

- Primeiros socorros – capacidade de prestar pequenas assistências aos sistemas, antes de mobilizar o técnico (procedimento que pode ser muito oneroso para o usuário ou para o gestor do programa de eletrificação rural);

- O cuidado com as baterias - é talvez o ponto vital para a operação confiável e duradoura de um sistema. A adoção de uma política criteriosa de uso das cargas (acessórios) pode ajudar a superar possíveis limitações técnicas dos modelos mais simples dos controladores de carga. A reposição de eletrólito pode ser necessária em alguns modelos de baterias, embora os programas atuais tendam a evitar o uso de baterias abertas, tanto por questões de segurança pessoal, quanto para evitar efeitos danosos da manipulação incorreta pelo usuário;
- Limpeza dos módulos fotovoltaicos e manutenção de área aberta que garanta a incidência da radiação solar sobre os mesmos durante todo o dia;
- Substituição de fusíveis (quando existentes) e religamento de dispositivos de proteção.

Quanto ao treinamento dos técnicos locais, sua capacitação tem representado um grande desafio. O perfil técnico dos interessados é quase sempre muito limitado e deslocar técnicos especializados de empresas situadas nas cidades é sempre muito caro. Deve-se pensar em um sistema que contemple a diferenciação dos níveis de complexidade: usuário → técnico local → técnico regional → especialista.

4.1.2 Diagnóstico dos Programas em Andamento no Brasil

Algumas experiências devem ser destacadas no Brasil quando o assunto é aprender com o passado: alguns exemplos são o programa NREL/CEPEL[123], PRODEEM, o Programa de Energia Solar da CAR e o fundo rotativo da APAEB. Em todos os casos, exceto o projeto da CAR, procedeu-se diagnósticos detalhados da iniciativa em curso e seus resultados podem orientar os novos projetos que certamente se multiplicarão pelo País. As conclusões não diferem daquelas verificadas em diagnósticos de outros programas no mundo, algumas delas já mencionadas acima, mas ajudam a evitar a repetição de erros do passado.

---

[123] Parceria entre o Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL) e o Laboratório Americano de Energia Renovável (NREL), através da qual implantou-se, no Brasil, aproximadamente 1200 sistemas em diversos estados, conforme mostrado na Tabela 8, capítulo 2.

A experiência da APAEB[124], descrita por WINROCK e UNIFACS (2000), revelou que a maioria dos defeitos registrados (51%) decorria de falhas nos reatores das lâmpadas fluorescentes. Os sistemas apresentaram em média uma falha a cada 2 anos de uso. Os módulos fotovoltaicos continuam sendo o item que requer menos manutenção de todo o conjunto. Na APAEB, eles foram responsáveis por apenas 1% das falhas catalogadas.

Já o projeto NREL/CEPEL foi analisado por diversas instituições e especialistas no Brasil. COSTA e PIMENTEL (1999) destacam que de 180 sistemas inspecionados por sua equipe durante o primeiro semestre de 1998 nos municípios de Afogados da Ingazeira, Ouricuri e Mirandiba, 35% se encontravam fora de operação[125]. A responsabilidade é atribuída à CELPE, que não teria prestado a assistência técnica necessária aos sistemas. BARBOSA et al. (1998) é que melhor aglutina o conjunto de constatações e recomendações colhidas a partir de sucessivas intervenções para avaliar o projeto conjunto CEPEL/NREL/concessionárias, principalmente no estado de Pernambuco. As principais constatações em Pernambuco, em 1997, sob o ponto de vista técnico são listadas a seguir:

- Com raras exceções, nenhum crescimento na carga originalmente prevista foi observado, ou seja, quase não houve aquisição de novos bens pelos usuários. No entanto, os usuários expressam freqüentemente seu desejo de contar com maior disponibilidade de energia;
- Em alguns locais, verificou-se a chegada da rede;
- Verificou-se, em muitos casos, ausência absoluta de assistência e informação para o usuário. Casos de sistemas que ficaram mais de um ano fora de operação foram constatados;
- O principal componente defeituoso durante as inspeções foi o conjunto luminária/lâmpada fluorescente. Sistemas que custam entre US$1.000 e 2.000 estavam inoperantes por causa de componentes que custam entre 1 US$ e 13% do custo total dos sistemas;

---

[124] A APAEB já havia instalado, entre os anos de 1995 e 2000, em torno de 400 sistemas residenciais. Deste total, 216 foram negociados através de um fundo rotativo. Os sistemas têm uma potência de 64 Wp. (WINROCK e UNIFACS, 2000)

[125] Vale mencionar que durante esta inspeção, também foram visitados sistemas implantados no âmbito do Programa Eldorado, que beneficiou apenas escolas.

- As baterias foram o segundo item em termos de taxa de falha. Em 1997 já havia 18% das baterias danificadas ("mortas");
- A abordagem envolvendo as concessionárias foi eficiente durante a instalação dos sistemas mas não tem conseguido garantir a manutenção;
- Periféricos de melhor qualidade ou mais apropriados para as condições brasileiras devem ser utilizados (controladores de carga, reatores/inversores, interruptores etc.);
- Padrões nacionais e internacionais devem ser seguidos durante a instalação.

O fato é que até agora poucos programas conduzidos por concessionárias no Brasil foram bem sucedidos e, quando o foram, isto deveu-se a uma pesada e cara estrutura posta à disposição do projeto, como se verificou em Minas Gerais com a CEMIG.

IEE/USP (1999) analisa outra experiência relevante: o projeto ECOWATT[126], implantado pela CESP. Dentre as principais observações estão: a falta de engajamento da população local (Parque Estadual da Ilha do Cardoso) nas diversas fases do projeto; não consideração, na fase de projeto, da diferenciação existente no estrato social da comunidade; ausência de um trabalho de base para quebrar o sentimento existente entre os moradores "de estar sob a tutela do Estado"; ausência de um esquema claro e funcional de manutenção. Dentre os problemas técnicos listados destacam-se: superfície dos módulos suja, mal orientada ou sombreada; fiação interna e externa inadequada ou deteriorada; sistema utilizado indevidamente para carga de baterias adicionais; reatores queimados; lâmpadas enegrecidas; instalação de lâmpadas incandescentes pelos moradores; entre outros.

O PRODEEM é analisado com mais detalhes a seguir.

4.1.3 As Lições das Etapas Anteriores do PRODEEM

O PRODEEM conduziu em 2000 um diagnóstico da sua fase I. Os resultados foram assustadores, revelando que grande parte dos agentes regionais não honrou o compromisso de prover recursos complementares e apoio local. Este trabalho conduzido com a perspectiva de se avaliar o estado atual das instalações da Fase 1, buscou:

---

[126] O estudo da USP cadastrou 75 sistemas instalados na Ilha do Cardoso (2 igrejas, 4 escolas e 69 residências). A visita foi realizada entre 3 e 8 de novembro de 1998.

- Avaliar o estado atual e a adequação dos sistemas implementados;
- Estimar as demais necessidades energéticas das comunidades (comunitárias, domiciliares e produtivas);
- Avaliar as disponibilidades locais de outros recursos energéticos.

Infelizmente, este diagnóstico conduzido pelo próprio MME ainda não foi amplamente debatido e divulgado. Este debate será um subsídio fundamental para as ações que se desenham neste setor.

Alguns pontos verificados nas etapas anteriores do PRODEEM são listados a seguir. Verifica-se que os problemas vão muito além de uma questão meramente técnica.

- Escolas iluminadas mas sem aulas noturnas;
- Escolas equipadas mas sem professores;
- Energia elétrica disponível e equipamentos audio-visuais[127] não adquiridos pelos parceiros locais;
- Equipamentos defeituosos e ausência de pessoal treinado para repará-los;
- Comunidades desorganizadas e não comprometidas com o bem público;
- Equipamentos subutilizados ou utilizados para outros fins (programas televisivos não-educativos, por exemplo).

A grande maioria dos itens listados acima não é peculiar aos sistemas fotovoltaicos mas pode ter conseqüências mais graves para estes. Nota-se, também, que energia solar, assim como extensão de rede, não resolve, por si só, o problema do desenvolvimento.

4.2. ***Aspectos Econômicos***

O mundo vem assistindo há décadas a uma redução contínua e abrupta do custo dos módulos fotovoltaicos e demais componentes dos sistemas, conforme apresentado no Capítulo 3. No entanto, o elevado investimento inicial requerido torna-se, em muitos

---

[127] Não cumprimento de parcerias por autoridades locais com o PRODEEM no sentido de se garantir, como contra-partida, a adequada manutenção dos sistemas e a instalação dos equipamentos complementares (vídeo cassetes, aparelhos de televisão e antena parabólica etc.)

casos, fator impeditivo. Este fato requer muitas vezes que arranjos institucionais complexos sejam idealizados, conforme mostrado na seção 4.3. O PRODEEM, também discutido no Capítulo 3, é a melhor referência de evolução de custos de sistemas fotovoltaicos no Brasil.

Muitas análises de mercado potencial em zonas rurais, levam em consideração a capacidade que os usuários possuem em pagar, sob a forma de mensalidades, por um sistema fotovoltaico para suprir sua demanda de eletricidade. Para tal, avaliam as despesas atuais destes consumidores com energéticos (pilhas, recarga de baterias, óleo combustível, querosene, entre outros), chegando a valores que, por si só, seriam suficientes, em muitos casos, para cobrir os gastos relacionados com a aquisição de um sistema fotovoltaico individual. No entanto, essa abordagem se contrapõe ao conceito de bem essencial provido pelo Estado, que vinha justificando a extensão de rede ou a geração a diesel a custos altamente subsidiados. Mesmo que num dado momento o consumidor julgue interessante substituir a sua fonte de energia por uma mais flexível e eficiente, mantendo o nível de desembolso praticado anteriormente, haverá uma mudança de atitude quando o mesmo tiver consciência de programas em localidades vizinhas que contam com incentivos, estimulando, inclusive, uma possível inadimplência. Alguns estudos sobre a capacidade de pagamento da população rural no Brasil são descritos no Capítulo 6.

Outros aspectos relevantes são listados a seguir:

- A tecnologia fotovoltaica não se beneficia significativamente, em nível de sistema, de economia de escala, embora compras em maior quantidade geralmente consigam negociar condições mais favoráveis;
- A análise econômica comparativa com outras alternativas tecnológicas deve levar em consideração a dispersão dos consumidores. A tendência de aumento do número de consumidores e do seu consumo individual reduz a competitividade para os sistemas fotovoltaicos, embora os sistemas PV possam ser transferidos, configurando uma situação de pré-eletrificação;
- Linhas de financiamento bastante favoráveis ou fundos de participação acionária, ligados à mitigação da emissão de gases de efeito-estufa, tecnologias limpas, projetos sociais etc., estão disponíveis para projetos de energia solar;
- Na análise econômica apresentada no Capítulo 6, vários tópicos mencionados nesta seção são abordados e detalhados, além de serem contextualizados para a atual realidade brasileira;

- CABRAAL et al. (1996) e NIEUWENHOUT et al. (2000) analisam cuidadosamente os aspectos econômicos e alternativas de financiamento de sistemas fotovoltaicos para eletrificação rural. Já CAMPEN et al.(2000) listam as diversas aplicações identificadas em pesquisa conduzida para avaliar o impacto do uso de sistemas fotovoltaicos para o desenvolvimento rural e agricultura sustentável. Esta pesquisa nos ajuda a identificar aquelas aplicações que podem ser economicamente viáveis. A Tabela 27 mostra os resultados encontrados.

Tabela 27: Uso de Sistemas Fotovoltaicos para Aplicações Produtivas

Uso da Energia Gerada pelos Sistemas Fotovoltaicos	Participação[128] (%)
Bombeamento de Água para Irrigação	30
Consumo Animal	9
Bombeamento de Água Potável	35
Purificação de Água	12
Cerca Elétrica	16
Iluminação para Granjas e Criação de Gado	14
Equipamentos de Escritório (computadores etc.)	16
Comunicação telefônica por rádio ou celular	42
Postos de Saúde (refrigeração, iluminação etc.)	44
Serviços veterinários (refrigeração, iluminação etc.)	9
Refrigeração (residências, bares, produtos agrícolas, carne, laticínios, peixes etc.)	16
Iluminação, TV, rádio, pequenos acessórios para serviços comerciais (bares, restaurantes, lojas)	47
Iluminação, pequenas ferramentas elétricas para microempresas (oficinas, artesanato)	19
Iluminação, TV, rádio etc. para uso domiciliar	81
Instalações para fins turísticos (iluminação,TV, refrigeração, hotéis etc.)	21
Iluminação e equipamentos audiovisuais para escolas e outros prédios comunitários	37
Iluminação Pública	28

Fonte: CAMPEN et al. (2000)

4.2.1 Uma Tecnologia Complementar

Um aspecto que não tem sido bem explorado é que a ótica dos sistemas distribuídos pode ser trabalhada em completa sintonia com a eletrificação rural através de alternativas centralizadas (grupos geradores a diesel e extensão de rede, por

[128] Percentual em função do número de respostas. Indica a existência das aplicações listadas em cada projeto considerado pela pesquisa.

exemplo). Numa mesma localidade esta combinação poderá oferecer a solução ótima. É bastante freqüente encontrarmos casos em que temos alguns pequenos consumidores orbitando em torno de um núcleo de maior consumo - um pequeno conglomerado de casas ou a sede de uma propriedade produtiva. Quando analisamos os custos associados com a extensão de rede, verificamos um acréscimo do custo marginal de interconexão à medida que nos distanciamos do centro de consumo. Isto pode determinar a inviabilidade de um projeto de extensão de rede pura e simples. Quando, no entanto, consideramos a alternativa descentralizada (sistemas fotovoltaicos, por exemplo), a análise pode ser totalmente reformulada. A Figura 15 ajuda a ilustrar este fato. Nela o custo total da eletrificação de uma dada localidade é composto do custo do sistema de distribuição, o custo de geração (a geração de energia para abastecer a rede de distribuição), e o custo do sistema isolado (para aquelas casas não-conectadas à rede de distribuição). Existe um compromisso de decisão entre sistemas isolados e a rede de distribuição centralizada: quanto mais casas são adicionadas à rede de distribuição (deslocamento para a direita no eixo das ordenadas), o custo de construção da rede e fornecimento de energia à rede aumentam, mas o custo de sistemas isolados decresce. Dependendo da distribuição dos consumidores, podemos identificar soluções ótimas que incorporam a combinação das alternativas centralizada e distribuída. Isto pode ser notado na curva *Total*, que apresenta um mínimo quando se combina as tecnologias.

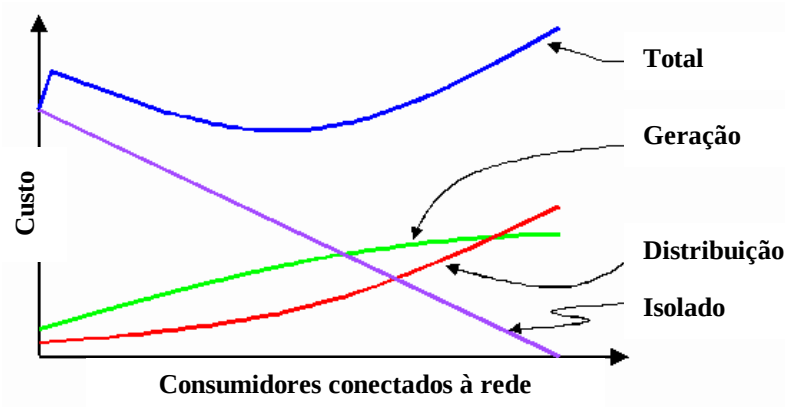


Figura 15: Análise da Combinação de Alternativas de Suprimento: Extensão de Rede versus Sistemas Isolados (NREL, 2001)

4.3. Aspectos Institucionais

Este tema é abordado sob o ponto de vista do arcabouço regulatório, de forma mais específica para a situação brasileira, no Capítulo 5. Várias modalidades de arranjos

institucionais vêm sendo adotadas nas diversas experiências em andamento no mundo. Estes arranjos envolvem atores das mais diversas origens: concessionárias de energia elétrica, cooperativas de eletrificação rural, distribuidores de sistemas e serviços, bancos, agências governamentais de desenvolvimento, entre outros. Para as concessionárias o atendimento pode ter caráter provisório (pré-eletrificação) ou permanente (atendimento definitivo).

O gargalo maior na garantia da sustentabilidade dos programas em curso é o estabelecimento de uma rede abrangente que possa garantir suporte técnico qualificado para os proprietários ou usuários dos sistemas e a garantia da sustentabilidade desta rede. O caráter fundamentalmente disperso deste mercado - normalmente locais de difícil acesso - e a baixa remuneração que pode ser cobrada pelo serviço prestado tornam este mercado pouco atraente. Neste ponto é que tem-se verificado a maior dedicação em termos de se definir um modelo institucional. No Brasil, alguns estudos já investigaram, inclusive, a possibilidade de se estabelecer permissionárias calcadas no uso de sistemas fotovoltaicos dispersos. Embora o arcabouço regulatório já contemple a permissão, os padrões de qualidade de serviço exigidos pela ANEEL não consideram diferenciação para sistemas fotovoltaicos, o que torna inviável, pelo menos até o momento, a instituição de permissionárias baseadas em sistemas autônomos.

UNDP (1994) menciona que, independentemente do modelo a ser adotado, a coordenação entre os diversos atores é fundamental, destacando que:

- Deve-se estimular a criação ou a parceria com uma organização de nível intermediário para garantir a manutenção e para agir como interface entre o fornecedor e o usuário final;
- A atuação das concessionárias dentro dos programas existentes pode ser essencialmente nula, como em alguns projetos de bombeamento de água, até exercer um papel central, como no caso do programa do México. No entanto, parece que sua cultura e estruturas tipicamente centralizadas não são vantajosas a priori. Seu envolvimento requer um certo nível de adaptação do seu modo tradicional de operação;

- Programas de larga escala de aplicação de sistemas distribuídos para eletrificação rural requerem um nível mínimo de coordenação com a concessionária e seu programa de extensão de rede[129].

CABRAAL et al. (1996) sugerem infra-estruturas institucionais alternativas e frisam que diferentes arranjos serão apropriados para cada país. As seguintes alternativas são apontadas[130]:

- ESCOs[131] (Empresas de Serviço de Energia) – estas empresas podem comprar sistemas no atacado e instalá-los, retendo a propriedade e cobrando pelos serviços; esta alternativa possui tempos de retorno mais longos e por isso maior risco comercial;
- LEASING – Um intermediário retém a propriedade dos sistemas até que eles sejam completamente pagos pelos usuários;
- VENDA Á CRÉDITO OU À VISTA – Bancos ou representantes financiam a curto prazo com taxas de mercado.

Na análise apresentada por CABRAAL et al. (1996), podemos destacar alguns pontos ligados à questão do papel dos governos e doadores, que podem ajudar sobremaneira o desenvolvimento da tecnologia fotovoltaica em sua aplicação para eletrificação rural:

- Condução de planejamento energético rural baseado na alternativa de melhor relação custo-benefício, incluindo a tecnologia fotovoltaica no leque de opções;
- Remoção de barreiras regulatórias que distorçam a competição entre os provedores de energia;
- Nas localidades onde eletrificação residencial com sistemas fotovoltaicos é uma opção economicamente viável, os governos devem considerá-la e encorajá-la explicitamente ao invés da extensão da rede. Relutância política de especificar

---

[129] No Brasil isto será ainda mais importante já que caberá às concessionárias, em primeira instância, o papel da universalização do serviço de energia elétrica.

[130] Embora muito já tenha sido feito para se definir modelos adequados de financiamento de sistemas fotovoltaicos, e até mesmo por esta razão, não se pretende aqui entrar em detalhes sobre estes modelos. Isso porque, no âmbito da universalização do serviço de energia elétrica, é de se esperar que uma tarifa esteja associada ao serviço prestado, e que esta tarifa não difira substancialmente daquela praticada para consumidores beneficiados com outras alternativas de suprimento.

[131] De acordo com NIEUWENHOUT et al. (2000) experiências bem sucedidas com este modelo se verificam em Kiribati, situado nas ilhas do Pacífico, e na República Dominicana.

áreas onde a extensão de rede não deve atingir num horizonte de 5 a 10 anos provoca uma expectativa irreal nos consumidores. *O custo crescente de atender vilas remotas e isoladas sobrecarrega os orçamentos governamentais.*

Ainda segundo CABRAAL et al. (1996), o papel chave do governo é garantir um ambiente institucional e regulatório apropriado. Governos deveriam racionalizar impostos e taxas assim como incentivos e subsídios para reduzir as distorções de mercado e facilitar o acesso ao crédito. Outras funções governamentais incluem o estabelecimento de normas técnicas, acompanhamento de programas e disseminação de informação.

Sob o ponto de vista de GTZ (1992), o governo e suas instituições deveriam atentar para as seguintes funções:

- Eliminar ou reduzir tarifas sobre componentes de sistemas fotovoltaicos, mesmo que eles sejam fabricados localmente, para estimular a redução de custo[132];
- Garantir que os preços cobrados pelos energéticos competidores reflitam seu valor econômico;
- Garantir o controle de qualidade através de normas e selos de conformidade;
- Monitorar a competição entre os comercializadores;
- Permitir que os comercializadores financiem os equipamentos aos usuários, assegurando que eles tenham acesso a instituições e mecanismos de crédito;
- Monitorar o processo de difusão da tecnologia e avaliar sua efetividade;
- Criar um ambiente favorável para disseminação;
- Utilizar a tecnologia para beneficiar segmentos marginalizados da população, provendo serviços sociais fundamentais;
- Estender mecanismos de crédito aos usuários;
- Criar incentivo para investimento privado no setor fotovoltaico;
- Integrar o desenvolvimento das fontes renováveis no planejamento energético nacional e política energética;
- Facilitar as atividades de grupos de auto-ajuda, cooperativas, ONGs etc.

---

[132] Este fato se verificou recentemente no Brasil em função da crise de oferta de energia elétrica. Todos os impostos incidentes sobre equipamentos de geração a partir de fontes renováveis foram reduzidos ou ficaram suspensos temporariamente.

Os órgãos governamentais devem evitar que subsídios inadequados distorçam o mercado e minem a distribuição dentro de um ambiente comercial.

UNDP (1994) sugere que um importante fator determinante do sucesso reside na formação de parcerias entre setores público e privado. Cita também que a organização local parece ser um pré-requisito para uma implementação bem sucedida. A disponibilidade de uma fonte de geração eminentemente descentralizada coloca em discussão um novo modelo de negócio, essencialmente diferente do dia-a-dia das instituições até então responsáveis pela condução de programas de eletrificação rural: as concessionárias de distribuição.

A viabilidade econômica e técnica da alternativa fotovoltaica vem gradativamente alterando a rotina das áreas de eletrificação rural destas empresas, seja através da inclusão desta nova tecnologia no seu leque de alternativas para responder ao mercado, seja pela pressão de novos empreendedores que vislumbram um novo segmento para atuação. Outro ponto importante é a questão dos ativos. As concessionárias têm que lidar com uma nova realidade, devido a dispersão e propriedade dos sistemas. A definição de uma tarifa é também complexa e pode dissociar-se do consumo de energia e prender-se ao serviço prestado.

Segundo GTZ (1992), parcerias com instituições locais que estão atuando para eliminar outros déficits estruturais na zona rural (estradas, suprimento de água potável, educação etc.) devem ser encorajadas para reduzir os custos administrativos do empreendedor que decidir explorar este mercado. Isto reforça a importância de que a concessionária estabeleça parceria com agentes locais que já dispõem desta infra-estrutura e que podem diluir estes custos, além da relação mais íntima com a população.

Todas estas sugestões sobre abordagens institucionais devem ser, no entanto, repensadas no contexto da universalização do serviço de energia elétrica. Cargas altas de subsídio serão providas para garantir a isonomia de condições para o conjunto de cidadãos brasileiros. Isto vai completamente contra a idéia de ter-se o usuário cobrindo a maior parte do custo de aquisição dos sistemas, o que vinha sendo perseguido por todos os programas preocupados com a sustentabilidade.

4.3.1 As Concessões Reguladas: os Casos da Argentina e África do Sul

De todas as experiências de eletrificação rural com sistemas fotovoltaicos existentes no mundo, a que deve se aproximar mais do modelo a ser implementado no Brasil é a da Argentina - considerando-se a aprovação da universalização e a abdicação

(ou terceirização), pelas concessionárias, deste segmento do mercado. Caso as concessionárias optem por atender este segmento do mercado, não existirá sub-concessão e os recursos virão da receita da própria concessionária ou de financiamentos captados pela mesma.

Com o apoio do Banco Mundial, a Argentina vem estabelecendo concessões para a exploração do mercado rural disperso. No Brasil, isso se compara ao papel imaginado para permissionários, aos quais seriam concedidos segmentos das áreas de atuação das concessionárias. A concessão, na Argentina, envolve o menor subsídio, ou seja, o candidato analisa seu balanço econômico-financeiro (função da tarifa/taxa de serviço a ser cobrada, custo de equipamentos, custo dos serviços, custo do capital etc.) e ganha aquele que necessitar da menor receita do poder concedente[133].

Um dos problemas do modelo argentino é a necessidade de definição de instrumentos regulatórios, principalmente se o concessionário vai trabalhar com tecnologias não-tradicionais, como é o caso da energia solar. Os problemas mais críticos são a estrutura tarifária e a qualidade do serviço.

De acordo com SANTOS (2001), na África do Sul também definiu-se regiões e permitiu-se sub-concessões para agentes de geração distribuída através de sistemas fotovoltaicos. Até o momento, apenas a *joint-venture* entre ESKOM e Shell está explorando uma das áreas já tendo instalado 5.000 sistemas. Dificuldades estão sendo encontradas na permissão aos outros agentes para se estabelecerem nas demais áreas demarcadas. Os sistemas apresentam sofisticações técnicas como controle por cartão pré-pago. O nível de inadimplência está muito elevado.

4.4. ***Aspectos Ambientais***

O uso da tecnologia fotovoltaica em maior escala e seu potencial de suprir parcelas significativas da demanda mundial de eletricidade têm exigido também que se compreenda de forma realista, ou menos romântica, os reais impactos do uso maciço desta tecnologia. No estudo encomendado pela Shell para um cenário de crescimento sustentável (ver Anexo V) indica que em 2050 mais de 15% da matriz energética global

---

[133] Podemos imaginar duas possibilidades para o concedente. Ele pode ser o Estado ou a própria concessionária. Neste caso (concessionária), ela pode transferir determinados segmentos do seu mercado para agentes (parceiros) e fornecer o subsídio necessário para o equilíbrio econômico-financeiro deste agente. A razão para que ela aja desta forma é a necessidade de cumprimento de suas metas de universalização. Parceiros podem ajudar as concessionárias a reduzir custos.

podem ser provenientes de conversão ou utilização direta da energia solar, aí incluídas as diversas tecnologias de aproveitamento. Especificamente para a conversão fotovoltaica da energia solar, é ainda interessante considerar-se que estes sistemas serão muitas vezes utilizados em zonas rurais onde, além dos impactos ambientais associados à fabricação dos componentes e instalação dos sistemas, soma-se uma maior dificuldade de se reciclar os resíduos. Aliás, são estas as principais causas de impactos ambientais da energia solar fotovoltaica pois sua grande vantagem é ter emissão nula ao longo da sua vida operacional, diferentemente da maior parte das tecnologias convencionais de geração. Alguns outros impactos podem ser verificados – visual, ocupação de área, manipulação de baterias etc. – mas podemos dizer que os mesmos possuem menor importância relativa.

Além da solução do problema da eletrificação rural em si, o uso de tecnologias limpas ainda permitirá que o Brasil reivindique os créditos pelas emissões evitadas de carbono e outros gases de efeito-estufa. Uma análise do principal programa de aplicação de sistemas fotovoltaicos no Brasil, e de relevância também em escala mundial, o PRODEEM, indica os impactos ambientais associados (positivos e negativos). Este programa já sinaliza, até a sua fase IV, com a redução de emissão de 74000 toneladas de dióxido de carbono para a atmosfera ao longo de toda a vida útil dos sistemas (RIBEIRO, 2000).

Esta seção descreve os possíveis impactos ambientais associados à tecnologia fotovoltaica, contrastando-os com as alternativas energéticas que poderiam, opcionalmente, no Brasil, suprir a demanda de eletricidade aqui estimada – pequenos grupos geradores a óleo diesel, hidrelétricas e plantas a gás natural (responsáveis por uma boa fatia da expansão futura do parque gerador brasileiro).

4.4.1 Impactos Ambientais Associados aos Sistemas Fotovoltaicos

Antes de abordar os impactos ambientais da tecnologia em questão, a conversão fotovoltaica da energia solar, é conveniente relembrarmos a definição de impacto. O impacto ambiental de um projeto é medido pela alteração da evolução do meio ambiente em função do projeto em questão, ou seja, a diferença entre a situação do meio ambiente futuro modificado pela realização do projeto e a situação do meio ambiente se o mesmo tivesse evoluído sem o projeto.

As questões ambientais fazem parte, hoje, do leque de preocupações do setor energético que é obrigado, no mínimo, a produzir estudos de impactos ambientais dos

novos empreendimentos. Custos de controle e de degradação também já podem estar associados a projetos implementados. Na região da Usina Hidrelétrica de Xingó, no Rio São Francisco, por exemplo, a CHESF está co-financiando o Programa Xingó, voltado para a utilização da infra-estrutura física e social montada para dar suporte à construção da Usina Hidrelétrica homônima como fator indutor do desenvolvimento regional[134]. O programa terá influência sobre 29 municípios próximos à Usina de Xingó, entre Canindé (SE) e Piranhas (AL). Suas principais linhas de atuação são as fontes alternativas de energia, educação, recursos hídricos, qualidade da água, aqüicultura e atividades agropastoris.

Atualizando o conjunto de fatores listados por NUNES (1998), podemos identificar uma série de problemas ambientais ligados ao abastecimento energético atual:

- Alteração climática relacionada à queima de matéria prima energética de origem fóssil e vegetal (quando não replantadas – desmatamento) e provocada pela emissão de gases que se acumulam na atmosfera;
- Poluição do ar urbano, principalmente nas grandes metrópoles, pelas indústrias e veículos de transporte;
- Liberação de calor pelas usinas térmicas e outros mecanismos de conversão e uso de energia, contribuindo para o aquecimento da água e do ar;
- Chuva ácida e seus impactos sobre os solos, recursos hídricos, vegetação e construções;
- Riscos associados e conseqüências do uso da energia nuclear;
- Riscos associados a manipulação de produtos tóxicos utilizados para a fabricação de equipamentos;
- Resíduos tóxicos dispostos no solo e despejados em rios, lagoas, lagos etc.;
- Assoreamento e interrupção de fluxos de água;
- Destruição da camada de ozônio provocada, principalmente, pelo uso de CFCs;

---

[134] Informações adicionais podem ser obtidas em www.chesf.gov.br/frme-respons-xingo.html.

- Degradação de solos e expansão de desertos pela exploração vegetal exaustiva para satisfação da demanda de combustível;
- Expansão demográfica causada pela necessidade de se compensar a carência de energia final com trabalho humano em países pobres (crescimento de energia de trabalho humana através de novos membros na família);
- Grande disparidade entre os diversos padrões de consumo de energia no mundo.

Apesar de ter recebido fortes estímulos por ser considerada uma tecnologia limpa e ainda ser muito promissora neste sentido (ver nível de emissão de CO_2 ao longo da vida útil comparativa para as diversas tecnologias na

Figura 16), os quase 30 anos de uso de sistemas fotovoltaicos para aplicações terrestres têm contribuído, também, para esclarecer quais são os reais impactos ambientais associados a esta tecnologia. A visão atual é um pouco menos romântica do que alguns entusiastas extremados costumam apregoar mas o potencial da tecnologia ainda revela um futuro próspero. É preciso ficar alerta pois o seu uso em escala significativa poderá acarretar impactos imprevistos, positivos ou indesejáveis, ambientais e sociais. Já se pode colher argumentações extremamente críticas às fontes renováveis de energia:

> *"Todas as principais fontes renováveis de energia já foram criticadas por grupos ambientais ativos: hidrelétrica pela destruição de habitats fluviais, eólica pela mortandade de aves, solar pelo sobredesenvolvimento de áreas desérticas*[135]*, biomassa pelas emissões associadas e geotérmica pela redução das reservas e descargas tóxicas."* (BRADLEY JR., 1997)

Mas, conforme citado por NUNES (1998) e na linha da proposta de SCHERR (1995) em o *Manifesto Solar*, temos que:

> *"O significado da adoção de uma fonte inesgotável, considerando o nosso horizonte de tempo, viável para utilização descentralizada, quase*

[135] Além do nível que ele considera sustentável, inclusive ameaçando espécies e alterando microclimas em projetos de grande porte.

individualizada, sempre disponível e com a ajuda da técnica moderna, parece ser o de uma nova revolução. Além de aproximar o homem novamente dos ciclos naturais, pode funcionar como um atalho para os países em desenvolvimento, em especial o Brasil, para alcançarem o desenvolvimento tecnológico, econômico e social sustentado, passando pela obtenção da autonomia energética, com menor agressão ao patrimônio ambiental e sem seguir os mesmos caminhos trilhados pelos países industrializados." (Nunes, 1998)

Para entender-se os impactos ambientais associados, é necessário revisar-se todas as etapas do processo, desde a obtenção da matéria-prima até o descarte final dos módulos fotovoltaicos e outros componentes periféricos após o final de sua vida útil. A Tabela 28 indica estas fases e destaca os receptores (aqueles que se submetem aos impactos), os impactos previstos, o alcance destes impactos e a importância relativa dos mesmos. É importante frisar que as informações contidas na Tabela 28 estão associadas a sistemas do tipo *conectados à rede*, ou seja, não apresentam armazenamento de energia – tudo o que é produzido é consumido instantaneamente ou injetado na rede de distribuição. As principais diferenças entre sistemas utilizados na eletrificação rural e sistemas conectados à rede são a presença de unidades de armazenamento (baterias) nos sistemas autônomos e o porte dos sistemas. Sistemas autônomos utilizados para eletrificação rural tendem a ser menores. Nas seções posteriores dedica-se alguns parágrafos para se abordar impactos específicos dos sistemas autônomos utilizados em zonas rurais.

Tabela 28: Impactos Ambientais de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica

Atividade[136]	Receptor	Impacto	Espectro[137]	Prioridade
EXTRAÇÃO DE MATÉRIA PRIMA	Vários	Emissões/Ruído/Etc.	L/R/G	Baixa
TRANSPORTE DA MATÉRIA PRIMA	Vários	Emissões/Ruído/Etc.	L/R/G	Baixa
PROCESSAMENTO DOS MATERIAIS	Vários	Emissões/Ruído/Etc.	L/R/G	**Média**
FABRICAÇÃO DOS COMPONENTES	Vários	Emissões/Ruído/Etc.	L/R/G	**Alta**
TRANSPORTE DOS COMPONENTES	Vários	Emissões/Ruído/Etc.	L/R/G	Baixa

[136] Os impactos das etapas de extração da matéria-prima, transporte e fabricação dos componentes não estão detalhados separadamente, sendo mostrados apenas de forma agregada.

[137] L = Local, R = Regional, G = Global.

Atividade[136]	Receptor	Impacto	Espectro[137]	Prioridade
CONSTRUÇÃO DA PLANTA				
Trabalho de Construção/Tráfego	Vários	Emissões	L/R/G	Baixa
Impactos Ocupacionais	Empregos	Aumento da Oferta de Empregos	L/R	Baixa
	Trabalhadores	Acidentes	L	Baixa
Amenidade				
Ruído (Incluindo ruído do tráfego)	Público Geral	Redução de Ruído	L	Baixa
Impacto Visual	Público Geral	Visual Atrativo (Agradável)	L	Baixa
Ecologia				
Uso da Terra	Ecossistemas	Uso da Terra – Perda de habitat	L	Baixa-**Alta**[138]
Ruído/Atividade de Construção	Ecossistemas	Distúrbio	L	Baixa
GERAÇÃO				
Emissões	Nenhuma			
Amenidade				
Impacto Visual	Público Geral	Visual Atrativo (Agradável)	L	Baixa-**Alta**[139]
Ecossistemas			L	Baixa
Saúde Pública				
Saúde Ocupacional	Trabalhadores	Acidentes	L	Baixa
	Emprego	Aumento da Oferta de Empregos	L	Baixa
DESCOMISSIONAMENTO	Vários	Emissões/Ruído/Etc.		Baixa

Fonte: IEA (1998)

De uma forma geral podemos dizer que um sistema fotovoltaico apresenta os seguintes impactos ambientais negativos:

- Emissões e outros impactos associados à produção de energia necessária para os processos de fabricação, transporte, instalação, operação, manutenção e descomissionamento dos sistemas;
- Emissões de produtos tóxicos durante o processamento da matéria-prima para a produção dos módulos e componentes periféricos;
- Ocupação de área para implementação do projeto e possível perda de habitat (crítico apenas em áreas especiais) – no entanto, sistemas fotovoltaicos podem utilizar-se de áreas e estruturas já existentes como telhados, fachadas etc.;
- Impactos visuais, que podem ser minimizados em função da escolha de áreas não-sensíveis;
- Riscos associados aos materiais tóxicos utilizados nos módulos fotovoltaicos (arsênico, gálio e cádmio) e outros componentes, ácido sulfúrico das baterias (incêndio, derramamento de ácido, contato com partes sensíveis do corpo);

[138] Dependendo do tamanho, tipo e localização do sistema.

[139] Idem.

- Necessidade de se dispor e reciclar corretamente as baterias e outros materiais tóxicos contidos nos módulos fotovoltaicos e demais componentes elétricos e eletrônicos.

A seguir serão detalhados os impactos associados a cada etapa necessária para se chegar ao objetivo final, ou seja, suprir demandas energéticas no meio rural através de sistemas fotovoltaicos autônomos.

4.4.2 Impactos Associados à Fabricação dos Equipamentos

Conforme já discutido anteriormente, são duas as principais causas dos impactos ambientais negativos durante a fabricação: a energia "embutida" nos equipamentos e a manipulação de produtos tóxicos e/ou escassos.

Uma ampla gama de materiais, alguns potencialmente tóxicos e perigosos, é usada como matéria prima, dopantes, solventes e agentes de transporte. Uma lista de alguns dos mais tóxicos e perigosos é mostrada na Tabela 29.

Tabela 29: Materiais Tóxicos e Perigosos Usados na Fabricação de Células Fotovoltaicas

Tipo de Célula	*Material*	*Risco de Incêndio*	*Toxicidade*
Silício Cristalino	$SiHCl_3$	Risco elevado quando exposto a calor, chama ou ar	Moderadamente tóxico se ingerido ou inalado
	$POCl_3$	Reação com água potencialmente explosiva	Tóxico se ingerido e inalado
	Cloreto de Hidrogênio	Nenhum	Ácido corrosivo
Silício Amorfo	SiH_4	Ignição espontânea em ar	Moderadamente tóxico se inalado
	PH_3	Ignição espontânea em ar. Risco elevado de incêndio por reações químicas espontâneas	Muito tóxico
	B_2H_6	Reage violentamente com o ar. Reage com água gerando hidrogênio, que é potencialmente explosivo.	Altamente tóxico
Telureto de Cádmio	Cádmio	Nenhum	Metal pesado, tóxico, suspeito de ser cancerígeno
Disseleneto de Cobre Índio (CIS)	SeH_2	Risco de incêndio quando exposto a calor e chamas, Forma misturas explosivas com o ar	Extremamente tóxico

Fonte: IEA (1998)

A Tabela 30 resume a estimativa da quantidade de energia primária necessária à extração da matéria prima, processamento e fabricação de diversos tipos de módulos fotovoltaicos. Esta tabela também indica a quantidade total de energia primária requerida por kWh produzido pelos painéis fotovoltaicos em localidades moderadas e boas (em termos de disponibilidade do recurso solar). A geração anual dos sistemas por kWp instalado foi assumida como sendo de 1000 kWh para os *moderados* e 1700 kWh para os *bons*. A vida útil média dos sistemas foi considerada como sendo 20 anos. Na prática, alguns módulos de silício cristalino podem ultrapassar esta média e os módulos

de filme fino ainda não apresentam experiências que comprovem uma vida útil de 20 anos. Portanto, pode-se olhar para a Tabela 30 como uma estimativa conservadora, avaliação reforçada pelos avanços tecnológicos registrados ao longo dos últimos anos.

Tabela 30: Energia Estimada Associada com a Produção de um Módulo Fotovoltaico[140]

Tipo de Célula	*Energia Primária Total*		
		kWh_{th}/kWh	
	kWh_{th}/kWp	**Moderado**	**Bom**
Silício Monocristalino	17.540	0,88	0,52
	11.347	0,57	0,33
Silício Policristalino	13.167	0,66	0,39
	12.226	0,61	0,36
Silício Amorfo – Atual	9.166	0,46	0,27
Silício Amorfo – Futuro	2.020	0,10	0,06
Telureto de Cádmio	4.895	0,24	0,14
	2.421	0,12	0,07

Fonte: IEA (1998)

Ao usarmos a energia primária estamos descontando, inclusive, a eficiência do processo de conversão utilizado para produzir energia na forma requerida pelo processo de fabricação das células, o que podemos traduzir como excesso de rigor. A eficiência média do *mix* energético global é muito mais baixa do que a eficiência do processo de conversão da energia elétrica gerada pelo painel fotovoltaico (corrente contínua, condicionada ao brilho do sol) para a forma que a energia é exigida pelo usuário final ou sistema de transporte de energia (corrente alternada, condicionada à demanda). Ainda sobre o quadro comparativo acima, é importante mencionar que existem pequenas diferenças entre as metodologias de análise adotadas nos estudos, e que maiores detalhes podem ser obtidos em IEA (1998).

Analogamente, a fabricação dos demais componentes periféricos de um sistema fotovoltaico e do material necessário para sua instalação – estrutura de alumínio para fixação dos módulos fotovoltaicos, cabeação, dutos de proteção da cabeação etc. - vai exigir quantidades significativas de energia e produtos tóxicos também serão manipulados.

Emissões podem ser diretamente calculadas a partir da demanda de energia previamente apresentada, em função do *mix* de geração de cada país. De forma a permitir uma avaliação da influência dos componentes periféricos (aqueles agregados ao

[140] Para cada tecnologia apresenta-se resultados de dois estudos diferentes, num total de 4 estudos independentes. IEA (1998) apresenta os detalhes de cada um destes estudos.

módulo fotovoltaico para atender a demanda de energia na forma requisitada), mostra-se na Tabela 31 as emissões associadas a todos os componentes de um sistema conectado à rede, montado no telhado de uma residência e que utiliza módulos de tecnologia de silício policristalino. Níveis de emissão de CO_2, SO_2, NO_x e particulados podem ser encontrados em IEA (1998) para diversas plantas de fabricação estudadas, tanto em função da potência (kWp) quanto da energia final produzida (kWh).

Tabela 31: Emissões Associadas a um Sistema Integrado à Rede, Montado no Telhado de uma Residência

Atividade	*Emissões (Valores por kWp exceto quando especificado ao contrário)*			
	CO_2 (kg)	*SO_2 (g)*	*NO_x (g)*	*Particulados (g)*
Produção do Módulo (Poli-Si)	2759	5050	4508	218
Transporte do Módulo	2	2	30	0
Montagem	489	1499	1391	216
Cabeamento	10	51	54	4
Conversão de Potência	80	160	90	9
Total	**3339**	**6762**	**6073**	**447**
Total por kWh (local moderado)	0,167	0,340	0,300	0,220
Total por kWh (local bom)	0,098	0,200	0,180	0,130

Fonte: IEA (1998)

Emissões associadas ao transporte dos módulos fotovoltaicos são muito baixas e não ultrapassam 1% de todas as emissões verificadas durante o processo de produção, mesmo para as tecnologias menos intensivas em energia (por exemplo o CdTe – Telureto de Cádmio).

4.4.3 Impactos Associados à Implantação dos Sistemas

Conforme já mencionado, alguns impactos de caráter local podem advir da implantação de sistemas fotovoltaicos. No entanto, pelo porte dos sistemas existentes até então, não se pode dizer que estes impactos sejam realmente significativos. Muitas vezes, o que poderia ser um problema, acaba por se configurar como solução. Sistemas fotovoltaicos podem ser integrados à arquitetura, por exemplo, e transformar-se em um elemento de decoração. Estes sistemas são normalmente de pequeno porte e instalados no telhado ou áreas vizinhas já ocupadas pelo prédio a ser beneficiado pelo projeto.

Embora muito se fale a respeito da elevada taxa de ocupação de área por sistemas fotovoltaicos, – em função de uma suposta baixa eficiência – é interessante

notar-se que reservatórios hidrelétricos superam em muito a demanda de área por unidade de potência de geração daquela normalmente exigida pelos primeiros. A título de comparação, apresenta-se na Tabela 32 a densidade de potência de alguns empreendimentos hidrelétricos do sistema Furnas.

Tabela 32: Densidade de Potência por Área Ocupada - Hidrelétricas Sistema Furnas

Usina	Potência Nominal MW	Área Inundada km^2	Volume Total km^3	Volume Útil km^3	Densidade de Potência MW/km^2
Itumbiara	2.082	778	17,0		2,67
Corumbá	375	65	1,5	1,0	5,76
Serra da Mesa	1293	1784	54,4	43,3	0,72
Furnas	1216	1440	22,6		0,84
M. Moraes (Peixoto)	476	250	4,0		1,90
L.C.B. Carvalho (Estreito)	1050	46,7	1,4		22,48
Porto Colômbia	320	140	1,5		2,28
Marimbondo	1440	438	6,2		3,28
Funil	216	40	0,9		5,40
Total	**8.468**				

Elaboração Própria com base em FURNAS (2001)

Módulos fotovoltaicos com eficiência média de 15%, instalados em localidades com nível de radiação solar média diária de $5kWh/m^2$ e eficiência global do sistema de 80%, representam uma densidade de potência por área igual a 25 MW/km^2, superior ao melhor empreendimento hidrelétrico de Furnas listado na Tabela 32.

Apesar do exposto anteriormente, a tecnologia fotovoltaica vem estimulando o desenvolvimento de alternativas para minimizar ainda mais o impacto sobre a área ocupada:

- Uso de áreas degradadas, evitando áreas nobres, seja pelo ponto de vista ambiental, seja por seu valor financeiro;
- Desenvolvimento de módulos fotovoltaicos na forma de telhas, que se integram aos telhados de forma completamente harmônica e eficiente;
- Integração de painéis fotovoltaicos a fachadas de edifícios e outros imóveis;
- Barreiras sonoras em estradas que circundam grandes centros urbanos.

Se os painéis são incorporados durante a fase de construção de um prédio, por exemplo, os impactos podem ser positivos, pois custos com elementos bloqueadores da luz solar podem ser substituídos pelos painéis fotovoltaicos baseados em tecnologia de

filmes finos. A integração harmônica com o prédio evita ainda possíveis impactos visuais negativos.

4.4.4 Impactos Ambientais Associados à Operação e Descomissionamento de Sistemas Fotovoltaicos na Eletrificação Rural

O principal impacto durante o uso de sistemas fotovoltaicos é positivo e está ligado à não-emissão de GEE. Este assunto será abordado separadamente na próxima seção.

Embora alguns riscos associados com outros componentes dos sistemas possam estar presentes, os principais impactos e riscos estão associados à presença de baterias como elemento armazenador de energia. As baterias normalmente utilizadas em sistemas fotovoltaicos são do tipo chumbo-ácido. Informações sobre esta tecnologia e outros tipos de baterias podem ser obtidas em GTES (1995).

Os principais riscos provem de acidentes que resultem em vazamento ou contato direto com o eletrólito, o ácido sulfúrico, ou a possibilidade de geração de hidrogênio, um gás altamente explosivo que pode se originar da eletrólise da água. A elevada densidade energética das baterias e sua alta capacidade de corrente instantânea, podendo atingir facilmente centenas de ampères, também podem causar acidentes de proporção graves. Peças metálicas podem ser fundidas se atravessadas por correntes desta magnitude, causando sérias queimaduras no portador das mesmas.

Por último, existe a questão da reciclagem das baterias (a cada 4 ou 5 anos, em média) e dos demais componentes no final da vida útil do sistema (estimada entre 20 e 30 anos) ou em caso de necessidade de reposição.

O CONAMA trata de forma específica da questão de pilhas e baterias através da Resolução 257/99, complementada pela Resolução 263/99. Através deste instrumento, os estabelecimentos comercializadores são obrigados a receber e repassar aos fabricantes as unidades usadas para que estes últimos adotem os procedimentos de reutilização, reciclagem, tratamento ou disposição final ambientalmente adequada. São expressamente proibidas as seguintes formas de destinação final: lançamento *in natura* a céu aberto, tanto em áreas urbanas quanto rurais; queima a céu aberto ou em recipientes, instalações ou equipamentos não adequados – a incineração deve obedecer norma específica de incineração de resíduos sólidos perigosos; lançamento em corpos d’água, praias, manguezais, terrenos baldios, poços ou cacimbas, cavidades

subterrâneas, em redes de drenagem de águas pluviais, esgotos, eletricidade ou telefone, mesmo que abandonadas, ou em áreas sujeitas a inundação.

Embora sejam impactos associados à eletrificação rural e não à tecnologia escolhida, é bom mencionar que impactos positivos, que muitas vezes são esquecidos, estão ligados a redução do consumo de pilhas e de combustíveis para lamparinas. Gases tóxicos são inalados pela população rural que depende das lamparinas para a iluminação de suas residências.

4.4.5 A Contribuição da Energia Solar Fotovoltaica para a Mitigação da Emissão de Gases de Efeito-Estufa

Estima-se que noventa por cento de toda a emissão de poluentes no planeta provêm de atividades energéticas nos diversos setores. À queima de combustíveis fósseis cabe uma grande parcela desta emissão (73%[141] das emissões globais de gases de efeito-estufa, de acordo com HASSING e MENDIS (1998)).

A Figura 16 mostra os níveis de emissão de carbono associados às diversas tecnologias atualmente disponíveis para geração de energia elétrica. Esta informação será de fundamental importância para que possamos comparar alternativas de geração sob a ótica das emissões associadas, além de permitir que identifiquemos a origem das emissões: a parcela relativa à fabricação e implantação dos equipamentos de geração (energia embutida); e a parcela relativa ao uso de combustíveis (carvão, petróleo ou gás natural).

---

[141] Esta participação pode chegar a 90% nos países desenvolvidos (HASSING e MENDIS, 1998).

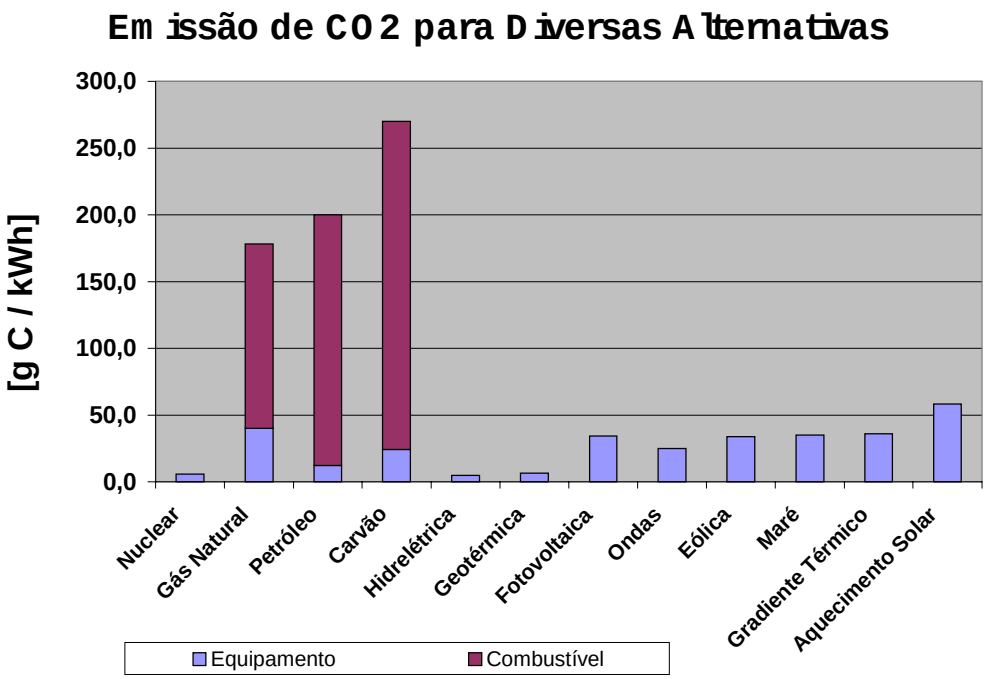


Figura 16: Emissão de CO_2 para Alternativas de Geração de Energia Elétrica (YOSHINO, 2000)

A contribuição da energia solar fotovoltaica para a redução de emissão de gases tóxicos ou de efeito-estufa virá de sua aplicação em larga escala em áreas urbanas, de forma complementar à geração de base. Na eletrificação rural, sua contribuição será modesta, devido ao pequeno porte dos sistemas e a quase inexistência de grandes consumidores. Se tomarmos o Brasil como exemplo e imaginarmos que todos os consumidores não atendidos viessem a receber um sistema fotovoltaico de 100 Wp, teríamos em torno de 300 MWp[142]. Comparados com os quase 60.000 MW do parque gerador brasileiro vemos que a contribuição é ínfima, mesmo se assumíssemos que os sistemas fotovoltaicos estarão substituindo a queima de combustíveis fósseis.

EUA, Japão e alguns países da Europa, com destaque para a Alemanha, já iniciaram projetos significativos de aplicação de sistemas fotovoltaicos interligados à rede, instalados sobre o telhado das residências. Apenas nos EUA pretende-se através do *One Million Roof Program* ampliar significativamente a contribuição da energia solar para a geração de energia. A potência destes sistemas varia normalmente entre

[142] Cabe ressaltar que o fator de capacidade de um sistema fotovoltaico é inferior ao da geração de base (hidrotérmica) o que reduz ainda mais a participação percentual. Supôs-se 15 milhões de habitantes ainda sem acesso a energia elétrica e 5 habitantes por domicílio.

centenas e milhares de Wp e o consumidor pode vender o excedente, caso exista, para a concessionária de distribuição.

5. O Contexto Regulatório, Legal e Institucional

O processo de universalização do serviço de energia elétrica ocorrerá imerso num conjunto de regras em definição e outras já definidas, cuja compreensão é de fundamental importância para se dar realismo à análise que aqui se apresenta. Instrumentos como resoluções da ANEEL, decretos e leis, entre outros, consolidam o arcabouço legal, regulatório e institucional sobre o qual a universalização vai se desenvolver. É importante destacar aqui quais são as oportunidades e obrigações específicas dos agentes do Setor Elétrico que estarão responsáveis pela condução do programa de universalização.

5.1. A Universalização do Serviço de Energia Elétrica (Minuta de Resolução ANEEL – AP006/2000)

"Estabelece as responsabilidades do concessionário e permissionário quanto à universalização da prestação do serviço público de energia elétrica."

De acordo com a minuta original, debatida nacionalmente durante a audiência pública AP006/2000, a ANEEL busca satisfazer uma meta do Governo Federal de universalização do serviço de energia elétrica até o ano de 2005. São introduzidas as figuras do *Plano de Universalização do Atendimento Rural* e *Plano Anual de Metas*. Estes planos devem ser elaborados pela concessionária ou permissionária nos prazos de 180 e 120 dias, respectivamente. Os planos devem ser debatidos com a sociedade e podem incluir fontes não-convencionais e/ou outras tecnologias de fornecimento de energia elétrica, desde que estas se mostrem a solução mais adequada e de menor custo. A íntegra da minuta é apresentada no anexo VII. Anualmente o concessionário ou permissionário deve apresentar uma complementação do Plano de Universalização, incluindo as unidades identificadas durante o último levantamento. O consumidor interessado em antecipar o seu suprimento, antes do prazo previsto pelo Plano de Universalização, poderá assumir o valor dos investimentos que serão restituídos mais tarde.

Este é o foco central da análise que se realiza neste trabalho. A questão passa a ser a coordenação das metas em discussão com a capacidade de investimento das empresas e alternativas para captação dos recursos necessários. É importante frisar que

este processo encontra-se em definição, tendo sido adiado em função da crise energética em que o Brasil se inseriu, polarizando todos os esforços do setor elétrico para a identificação de alternativas de aumento de oferta.

A última versão do substitutivo ao projeto de lei 2.905, descrito a seguir, atribui à ANEEL o estabelecimento e a verificação do cumprimento das metas de universalização de serviço pelas concessionárias e prevê que esta agência examine, na estrutura tarifária, os critérios adotados para a tarifa aplicável aos consumidores residenciais de baixa renda, considerando as diferenças regionais e a definição de linha de pobreza. Ainda segundo o substitutivo, a ANEEL poderá "promover licitações para contratação de permissões de serviço público de energia elétrica em áreas já concedidas cujos contratos não contenham cláusula de exclusividade", além de poder "adotar a modalidade de tomada de preço". De especial interesse para este trabalho de tese, é o que diz o parágrafo 3 do artigo 9: "A permissionária será contratada para prestar serviço público de energia elétrica utilizando-se da forma convencional de distribuição, podendo, simultaneamente, também prestar o serviço mediante associação ou contratação com agentes detentores de tecnologia ou titulares de autorização para fontes solar, eólica, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas".

5.2. ***Projeto de Lei 2.905***

Encontra-se em discussão no Congresso Nacional um projeto de lei que pretende preencher uma série de lacunas ainda existentes no processo de reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro. Um substitutivo[143] proposto pelo deputado federal do PFL bahiano, José Carlos Aleluia, altera dispositivos de diversas leis[144] e dispõe sobre os seguintes assuntos: inclusão de fontes alternativas renováveis na matriz energética, universalização do serviço público de energia elétrica, estabelecimento da Conta de Desenvolvimento Energético, entre outros.

Mais especificamente, o substitutivo trata dos seguintes temas:

- Papel da Eletrobrás, que poderá associar-se, sem poder de controle, a agentes privados para viabilizar empreendimentos de produção ou transmissão;

---

[143] Versão em discussão em junho de 2001.

[144] Leis 3.890-A/61, 5.655/71, 9.074/95, 9.427/96 e 9.648/98.

- Uso dos recursos da RGR para, entre outras aplicações, financiamento às concessionárias, permissionárias e cooperativas de eletrificação rural, incluindo instalações de produção a partir de fontes eólica, solar, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas, priorizando áreas urbanas e rurais de baixa renda;
- Dispensa de autorização ou concessão da ANEEL para empreendimentos de pequeno porte[145]. Apenas uma comunicação será necessária[146];
- Define/altera algumas atribuições da ANEEL, criando, inclusive, a obrigação de que a ANEEL estabeleça metas de universalização a serem cumpridas por concessionários ou permissionários; Estabelece o compromisso da ANEEL examinar o critério de composição da tarifa para consumidores de baixa renda, que devem considerar hábitos regionais de consumo e definição de linhas de pobreza;
- Ampliação da abrangência da redução de tarifas de transmissão e distribuição (de no mínimo 50%), incluindo os empreendimentos de geração não-hidrelétrica necessários para garantir a disponibilidade e compromissos de fornecimento e empreendimentos a partir de fontes eólica, solar e biomassa[147];
- Obrigatoriedade de compra pela Eletrobrás da energia nuclear e aquela proveniente de PCHs[148], quando não houver comercialização direta;
- Rateio da compra da energia nuclear entre concessionárias e permissionárias de distribuição do sistema interligado Sudeste-Centro-Oeste;

---

[145] Hidráulica – até 1.000kW; termelétrica, inclusive com utilização de biomassa – até 5.000kW; eólica e solar (soma das potências individuais instaladas em um mesmo parque gerador) – até 5.000kW.

[146] É vedada, no entanto, para os empreendimentos não autorizados ou concedidos, a comercialização da energia a consumidor final, a menos que o empreendedor já seja concessionário ou permissionário.

[147] De acordo com o substitutivo, empreendimentos a partir de fontes alternativas - pequena central hidrelétrica, eólica, fotovoltaica e biomassa – poderão comercializar a energia produzida diretamente com o consumidor (ou conjunto de consumidores) cuja carga seja superior a 500kW, em sistemas interligados, e 50kW, em sistemas isolados.

[148] O pagamento da energia proveniente de PCHs será determinado pelo valor econômico definido pela ANEEL.

- Desverticalização, excetuando-se empreendimentos em fontes renováveis de energia realizados por concessionárias de distribuição ou de transmissão, ou empresas que operem em sistemas elétricos isolados;
- Restrição para exploração do gás por concessionárias de energia elétrica;
- Manutenção temporária da sistemática de rateio de ônus e vantagens para as usinas termelétricas e prorrogação da vigência da CCC para os sistemas isolados[149], estimulando a eficiência energética e econômica, a valorização do meio ambiente e a utilização de recursos energéticos locais[150];
- Inclusão do gás natural como uma das alternativas passíveis de beneficiar-se da sistemática de rateio da CCC[151];
- Definição do caráter do planejamento da expansão a cargo do MME (indicativo para geração e determinativo para a transmissão);
- Concessão de financiamento e transferência permanente ou temporária de bens e pessoal da Eletrobrás e suas subsidiárias para o ONS;
- Criação da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)[152] e definição da origem e aplicação dos recursos. A CDE visa o "desenvolvimento energético dos Estados e a competitividade da energia produzida a partir das fontes eólica, solar, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral nacional, nas áreas atendidas pelos sistemas interligados e promover a universalização do serviço de energia elétrica em todo o território nacional". Os recursos poderão ser utilizados para

---

[149] De acordo com o substitutivo, a sistemática de rateio do custo de consumo de combustíveis para a geração de enrgia elétrica em sistemas isolados fica mantida por 20 anos a partir da data da publicação da lei.

[150] "O direito adquirido à sub-rogação independe das alterações futuras da configuração do sistema isolado, inclusive sua interligação a outros sistemas ou a decorrente de implantação de outras fontes de geração."

[151] Não se define, no entanto, qual o tratamento que o gás natural terá: se idêntico aos demais combustíveis fósseis; ou se ditado pela metodologia definida na resolução 245/99.

[152] A CDE, conforme originalmente proposta, existirá por 20 anos e será regulamentada pela ANEEL e administrada pela Eletrobrás. Os recursos serão, caso aprovada, provenientes de quotas anuais pagas por todos os agentes que comercializem energia com o consumidor final, entre outras fontes. A arrecadação para a CDE substituirá aquela já existente para a CCC, sistemas interligados, cujo fim está previsto para 2002. O adiantamento das quotas será deduzido a partir de 2003.

cobrir parte do custo do gás natural em áreas em que não haja gás canalizado, reembolso parcial do combustível em térmicas a carvão mineral nacional, cobertura da diferença entre o valor econômico da geração através de fontes alternativas[153] e o valor de referência (VN), ;

- Aquisição compulsória de energia gerada a partir de fontes alternativas pelas concessionárias[154]. O produtor receberá o equivalente ao valor econômico correspondente à tecnologia específica, parte pago pelo distribuidor ou comercializador, parte compensada pela CDE. O comercializador ou distribuidor pagam ao gerador o equivalente a 80% da tarifa média regional de fornecimento ao consumidor final e recebem a diferença paga acima do VN (Valor de Referência de Geração de Energia - que sinaliza o custo marginal da expansão) também da CDE;
- Contratação de permissões em áreas já concedidas cujos contratos não contenham cláusula de exclusividade[155];
- Agilização de processos de licenciamento ambiental, estabelecendo prazos mais expeditos.

Cabe lembrar que por ser um instrumento ainda em discussão, alguns dos pontos mencionados poderão sofrer alterações. A expectativa do próprio relator é que o decreto

---

[153] Inclusive para a energia elétrica adquirida por PCHs para garantir a oferta (complementação energética dos empreendimentos).

[154] A redação original do substitutivo do Deputado Aleluia prevê que "As concessionárias e permissionárias de distribuição e os agentes comercializadores contratarão, por prazo não inferior a dez anos e valor equivalente a 80% (oitenta por cento) da tarifa média regional de fornecimento ao consumidor final, a aquisição de toda a energia a ser produzida por empreendimentos a partir de fontes eólica, solar, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa, de forma que estas fontes, isoladamente ou conjugadas, atendam a 10% (dez por cento) do consumo anual de energia elétrica no País, objetivo que no caso de cada concessionária e permissionária deve ser alcançado no prazo de 20 (vinte) anos". Pelo menos 20% do incremento anual da energia a ser fornecida ao consumidor final por concessionária ou permissionária e 10% (dez por cento) do montante anual diretamente comercializado com o consumidor por agentes comercilaizadores, deverão ser provenientes de fontes alternativas.

[155] O substitutivo dispõe que a permissionária pode "também, prestar o serviço mediante associação ou contratação com agentes detentores de tecnologia ou titulares de autorização para fontes solar, eólica, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas".

de lei entrasse em vigor no início do segundo semestre de 2001, o que ainda não aconteceu. De especial interesse para o trabalho em questão são os seguintes tópicos:

- A prorrogação da CCC para os sistemas isolados;
- A obrigatoriedade de compra pelas concessionárias de energia gerada a partir de fontes renováveis de energia;
- Permissões em áreas concedidas;
- Extensão de benefícios pré-existentes para as fontes eólica, solar e biomassa;
- Estabelecimento da CDE;
- Uso dos recursos da RGR para a universalização do serviço de energia elétrica e controle pela ANEEL da tarifa para os consumidores de baixa renda;
- Obrigatoriedade de compra pela Eletrobrás da energia gerada por PCHs.

5.3. ***Tarifas: mecanismos de estabelecimento das tarifas e valores praticados***

As tarifas para o consumidor final são estabelecidas em função da análise do equilíbrio financeiro das concessionárias e aprovadas pela ANEEL, que acumula as atribuições de definir a estrutura tarifária, autorizar (homologar) os níveis propostos pelas empresas e zelar pelo equilíbrio econômico-financeiro das concessionárias e pela qualidade dos serviços prestados, entre outras (ROSA et al., 1998). A Lei 8.631/93, descrita a seguir, acabou com a equalização tarifária, extinguindo o regime de remuneração garantida. As tarifas são revistas (reajustadas[156]) anualmente e uma resolução da ANEEL, para cada concessionária, é publicada com o fim específico de defini-las.

A seguir mostra-se, como exemplo, o caso da CELPA. A resolução ANEEL 322/2000 “homologa o reajuste das tarifas de fornecimento de energia elétrica” “para o fornecimento a consumidores finais e suprimento a outras concessionárias atendidas pela CELPA”. As tarifas são estabelecidas de forma diferenciada de acordo com a classe de consumo. O anexo II da resolução trata das tarifas aplicáveis após 7 de

[156] É importante diferenciar reajuste de revisão tarifária. Cada um tem critérios da aplicação e métodos de cálculo diferentes e estabelecidos pela ANEEL.

fevereiro de 2001. A Tabela 33 mostra os valores homologados pela ANEEL para as tarifas convencionais para os subgrupos de interesse.

Tabela 33: Valores homologados pela ANEEL para tarifas de fornecimento no Pará

Tarifa Convencional CELPA (Vigência a partir de 07/02/2001)	
Subgrupo	**Consumo (R$/MWh[157])**
B1-Residencial	181,36
B1-Residencial de Baixa Renda	
Até 30 kWh/mês	63,47
31 a 100 kWh/mês	108,80
101 a 140 kWh/mês	163,22
B2-Rural	113,56
B2-Cooperativa de Eletrificação Rural	80,22
B2-Serviço de Irrigação	104,42

Fonte: ANEEL (2001)

No Capítulo 2, apresentou-se o valor médio das tarifas por classe de consumo e por macrorregiões (ver Tabela 9 e Tabela 10). Para a nossa análise devemos centrar o foco na classe rural.

*5.4. **A Lei 8631/93***

Além de acabar com a equalização tarifária, extinguindo o regime de remuneração garantida, conforme já mencionado anteriormente, e prever o reajuste periódico das tarifas, esta lei define as componentes de custo que devem ser incluídas pelos distribuidores no cômputo do custo do serviço (custo da energia adquirida das geradoras, cotas da energia de Itaipu, cotas da RGR, cotas da CCC e compensação financeira pelo uso de recursos hídricos).

A definição da quota anual de reversão é homologada pela ANEEL.

A Lei prevê também a formação de Conselhos de Consumidores, de caráter consultivo, com representantes de todas as classes de consumo (classes tarifárias) voltados para "orientação, análise e avaliação das questões ligadas ao fornecimento, tarifas e adequacidade dos serviços prestados ao consumidor final".

[157] Os valores listados não incluem o ICMS.

5.4.1 A Reserva Global de Reversão

Esta conta, administrada pela Eletrobrás, é alimentada pelos concessionários através de parcelas mensais e visa prover fundos para "reversão, encampação, expansão e melhoria dos serviços públicos de energia elétrica". São os seguintes os principais objetivos da aplicação dos recursos da RGR:

- Concessão de financiamento às empresas concessionárias para expansão e melhoria dos serviços públicos de energia elétrica;
- Reativação do programa de conservação de energia.

A ANEEL publica periodicamente os valores da quota anual de reversão para cada concessionário. As quotas referentes ao ano de 2001 foram publicadas pela ANEEL através da resolução 571/2000, totalizando, aproximadamente, novecentos milhões de reais. A maior participação é da CEMIG, com aproximadamente cem milhões.

O índice de correção da RGR aplica-se aos financiamentos do Programa Luz no Campo. A RGR é corrigida mensalmente pela Eletrobrás com bases nos índices de correção dos ativos permanentes além de juros de 5% ao ano sobre o montante corrigido dos recursos utilizados.

A lei 9.427/96 estabeleceu que 50% dos recursos da RGR fossem direcionados para as regiões norte, nordeste e centro-oeste e que nestas regiões 50% destes recursos fossem alocados em programas de eletrificação rural, eficiência energética e suprimento de energia elétrica a consumidores de baixa renda.

5.5. Resolução ANEEL 333/99

"Estabelece condições gerais para a implantação de instalações de energia elétrica de uso privativo, dispõe sobre a permissão de serviços públicos de energia elétrica e fixa regras para a regularização de cooperativa de eletrificação rural."

- Permissão – exploração do serviço público de energia elétrica;
- Autorização - uso próprio, privativo; consumidores, pessoa física ou jurídica, individualmente ou associados.

A outorga de permissão é feita a partir de um edital de licitação publicado no Diário Oficial com detalhes sobre prazo, área de concessão etc. As tarifas são homologadas pela ANEEL buscando o equilíbrio financeiro do empreendimento. Informações técnicas e administrativas, documentação pertinente e manifestação de

compromisso são exigidas pela ANEEL a pessoas físicas e jurídicas para qualificação para outorga de permissão ou autorização.

5.6. *Resolução ANEEL 245/99*

"Estabelece as condições e os prazos para a sub-rogação dos benefícios do rateio da Conta de Consumo de Combustíveis – CCC[158] aos projetos a serem estabelecidos em sistemas elétricos isolados em substituição à geração termelétrica que utilize derivados de petróleo."

5.6.1 **Objetivos**

A presente resolução tem como objetivos:

- assegurar a oferta de energia em regiões de renda e densidade de carga baixas;
- redução dos dispêndios da CCC;
- uso de fontes renováveis para geração de energia elétrica em substituição aos combustíveis fósseis;
- redução de problemas ambientais.

5.6.2 **Condições e Critérios**

Os empreendimentos devem se enquadrar nas seguintes condições:

- geração a partir de PCHs de 1 a 30 MW (conforme Resolução 394/98) ou outras fontes alternativas baseadas em recursos naturais renováveis;
- Valor Presente Líquido[159] das mensalidades a serem pagas pela CCC não pode ultrapassar o limite de 75% do custo de implantação do projeto;
- consumo específico igual ou abaixo dos valores de referência;
- aplicação em substituição total ou parcial de geração termelétrica ou atendimento de novas cargas;

---

[158] Após a extinção do GCOI – Grupo Coordenador para Operação Interligada e CCON – Comitê Coordenador de Operações Norte/Nordeste, os procedimentos para composição da CCC e seu gerenciamento foram definidos pela resolução ANEEL 350/99. Cabe à Eletrobrás o gerenciamento da CCC.

[159] Assumindo-se que é o VPL das mensalidades que está limitado aos 75%. Este ítem não está claro na resolução.

- outorga da ANEEL e cronograma detalhado de obras com data prevista para entrada em operação;
- empreendimentos devem sujeitar-se à sistemática de controle do GTON ou do órgão que vier a substituí-lo;
- participação no rateio da CCC;
- reembolso do combustível evitado é automaticamente extinto na data de início do pagamento das mensalidades.

5.6.3 Estrutura de Compensação Proposta (Mensalidade)

O valor mensal dos recursos da CCC a ser destinado aos beneficiários será determinado de acordo com a seguinte equação:

$$V_i = EC_i * K * (1000 * \rho * PC_i - TEH)$$

Onde:

- Energia Considerada (EC) – menor valor entre ER e EV;
- Energia Verificada (EV) – média da geração nos últimos 12 meses[160];
- Energia de Referência (ER) – estabelecida pela ANEEL e publicada anualmente; revisada anualmente a pedido do interessado, caso necessário;
- Tarifa de Equivalente Hidráulico (TEH) – publicada pela ANEEL;
- Fator de Desconto (K) – depende da data de entrada em operação (até o final de 2007 – K=0,9; a partir de 2008 – K=0,7);
- Consumo Específico (ρ) - óleo diesel 0,30 l/kWh, óleo combustível 0,38 kg/kWh e novos mercados 0,34 l/kWh;
- Preço CIF do Combustível[161] (PCi).

5.6.4 Prazos

São os seguintes os prazos relevantes para a aplicação desta resolução:

- número máximo de mensalidades (PCHs: 72, outras fontes: 96);
- solicitação: até 30 de junho do ano anterior à entrada em operação;

---

[160] A série para o cálculo da média ao longo do primeiro ano é completada com o valor de ER até que se atinja 12 meses.

[161] Excluídos todos os impostos estaduais e municipais incidentes sobre o valor base do combustível.

- vigência da CCC para sistemas isolados: até 2013[162];
- mudança do fator de desconto (K): dezembro de 2007;
- interrupção com suspensão do pagamento das parcelas: 60 dias.

A publicação da resolução ANEEL 245/99 foi um avanço no sentido de se permitir o uso de fontes renováveis para geração de energia elétrica, num espaço antes limitado às termelétricas a combustíveis fósseis (óleo diesel e óleo combustível). No entanto, e infelizmente, não podemos afirmar que ela seja exatamente um estímulo, pois a sistemática estabelecida é insuficiente para, por si só, viabilizar o uso de renováveis. O valor presente líquido de todos os benefícios que uma empresa geradora pode auferir a partir da implementação de um projeto com base na resolução não compensa os investimentos necessários para nenhuma das alternativas energéticas que a mesma pretende estimular. RIBEIRO e TOLMASQUIM (2001) fazem a análise do benefício efetivo desta resolução em plantas térmicas em operação, onde busca-se apenas a redução do consumo de óleo diesel. A análise feita neste trabalho indica que as mensalidades podem representar uma contribuição menor do que a soma dos demais benefícios diretos (redução nos gastos com a Tarifa de Equivalente Hidráulico, redução de despesas com o transporte local de combustível e custo evitado pela redução de consumo de óleo a partir do fim do prazo previsto para a CCC - 2013). Esta comparação foi feita baseada no Valor Presente Líquido (VPL) dos diversos benefícios e neste caso o limite dos 75% do investimento inicial proposto pela ANEEL para as mensalidades seria atingido apenas em condições muito especiais.

O primeiro caso de aplicação da CCC para fontes renováveis de energia registrou-se para a PCH Monte Belo[163], com potência nominal de 4MW. A autorização da ANEEL para participação no rateio da CCC foi regulamentada através de resolução 335/2000. Além disso, esta resolução definiu a energia de referência do empreendimento, fixada em 2.078 MWh, conforme exigido pela 245/99.

---

[162] Pode ser alterado pelo projeto de lei 2.905, já descrito neste capítulo.

[163] A PCH Monte Belo, situada no Rio Saldanha, município de Alta Floresta D´Oeste, estado de Rondônia, foi autorizada pela ANEEL através da resolução 306/98. A autorização foi concedida à Eletrossol (Centrais Elétricas Cassol Ltda.), que atuará como produtor independente.

5.7. *Valores Normativos - Resolução 233/99*

Estabelece os valores que limitam o repasse, para as tarifas de fornecimento[164] a consumidores cativos, dos preços livremente negociados na aquisição de energia elétrica em contratos bilaterais, por parte de concessionários e permissionários. Esta resolução visa aumentar a diversidade da matriz energética brasileira, incentivando o desenvolvimento de fontes renováveis e o uso do carvão nacional. Estão previstos valores diferenciados para as tecnologias termelétrica com carvão nacional, pequenas centrais hidrelétricas, termelétricas a biomassa, eólica e solar fotovoltaica. Além disso, o limite de repasse é escalonado em função do valor negociado com o gerador e é corrigido para acomodar a inflação, variação cambial e variação do preço dos combustíveis. DUTRA (2001) faz uma boa análise deste instrumento e conduz um exercício de reajuste dos valores normativos para o mês de dezembro de 2000, para diversas possibilidades dos fatores de ponderação. Os valores normativos foram atualizados pela ANEEL através da resolução 022/2001.

Apesar da importância deste instrumento como fator de incentivo ao desenvolvimento das fontes renováveis no Brasil, não se entra em maiores detalhes sobre o mesmo neste trabalho. Isto porque a análise apresentada no Capítulo 6 não leva em conta os valores normativos, apenas os benefícios provenientes da CCC. A análise baseia-se na hipótese de que a concessionária é quem vai implantar os sistemas. Neste caso os valores normativos não se aplicam[165].

Recentemente a Câmara de Gestão da Crise de Energia anunciou um plano ousado de energia eólica (PROEÓLICA) que prevê a compra compulsória pela Eletrobrás da energia gerada, utilizando como referência de preço o valor normativo para esta tecnologia. Um fator multiplicador é aplicado nos primeiros anos de forma a melhorar a atratividade do investimento.

---

[164] Conforme formulação de limite de repasse definida pela resolução ANEEL 266/98.

[165] Isto seria obviamente diferente caso a concessionária contratasse a geração a partir de sistemas fotovoltaicos de um produtor independente ou outro agente de mercado que venha a ser regulamentado. Neste caso, o valor normativo se aplicaria na transação entre o gerador e a concessionária. Cabe aqui ressaltar que a análise das resoluções da ANEEL e bibliografia relacionada não menciona a impossibilidade de o gerador beneficiar-se tanto da CCC quanto dos valores normativos.

5.8. *Decreto 3.827/2001*

Como parte das medidas emergenciais adotadas pelo Governo para mitigar os efeitos da crise de oferta de energia no Brasil em 2001 e, provavelmente, em 2002, foram reduzidas a zero as alíquotas do IPI sobre equipamentos de geração de energia elétrica (turbinas a vapor, turbinas a gás, motores, caldeiras, turbinas eólicas, turbinas hidráulicas, painéis fotovoltaicos, motores de alto rendimento, transformadores etc.). A medida é válida até 31 de dezembro de 2002 e impactou módulos fotovoltaicos e células solares não montadas. Como a isenção do ICMS[166] estava condicionada apenas à isenção do IPI, os módulos fotovoltaicos[167] passaram automaticamente a gozar de isenção de ICMS. O mesmo decreto tratou também do aumento para 40% da alíquota do IPI para chuveiros elétricos de potência superior a 4 kW.

Com base na participação do módulo fotovoltaico no investimento inicial para aquisição de um sistema fotovoltaico para suprimento de demanda residencial rural (ver Figura 11 no Capítulo 3), estima-se que no Rio de Janeiro (onde a alíquota de ICMS é de 18%) a isenção dos dois impostos (ICMS+IPI) resulte em um desconto de até 12% sobre o valor total do custo dos equipamentos básicos.

A Tabela 34 mostra uma compilação das alíquotas dos impostos incidentes sobre todos os componentes de sistemas fotovoltaicos.

Tabela 34: Alíquotas dos Impostos Incidentes sobre Componentes de Sistemas Fotovoltaicos[168]

Item	Classificação Fiscal	Imposto Sobre Produtos Industrializados - IPI	Imposto de Importação - II
Gerador Fotovoltaico[169]	8501.31.20	5% (0% até 31/12/2002)	20,5%
Bomba de água	8413.81.00	5%	14%
Inversor de corrente	8504.90.90	10%	18,5%
Controlador de Carga	9032.89.90	2%	20,5%

Fonte: (MDIC, 2001)

[166] Convênio de ICMS número 61/2000.

[167] Módulos de potência não superior a 750 Watts o que, no entanto, engloba todos os produtos atualmente disponíveis no mercado. Por limitações físicas, os módulos apresentam potência muito inferior a 750W.

[168] Baseada nas informações da TIPI (Tabela das Alíquotas do IPI) e TEC (Tarifa Externa Comum).

[169] Já contemplado pelo decreto 3827/2001.

O Governo está sendo incentivado a isentar de IPI também os demais componentes listados na Tabela 34. No entanto, neste caso, a isenção de ICMS não será automática, e dependerá de gestão junto às reuniões do CONFAZ.

5.9. O Mecanismo de Desenvolvimento Limpo

De acordo com o Painel Inter-Governamental para Mudança do Clima (IPCC), podemos dizer que as evidências apontam para uma influência discernível das atividades humanas no clima global. O Protocolo de Kyoto foi então elaborado, visando garantir o comprometimento dos países com a redução da emissão de gases de efeito-estufa. Países em desenvolvimento poderão, no entanto, se beneficiar de um instrumento definido pelo Protocolo de Kyoto, o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo - MDL.

No Protocolo de Kyoto seis gases de efeito-estufa são relacionados (metano, dióxido de carbono, hidrofluorcarbonetos, óxido nitroso, perfluorcarbonetos e hexafluoreto de enxofre). O principal deles é o dióxido de carbono - CO2 - proveniente da queima de combustíveis fósseis (óleo, gás natural e carvão mineral) que correspondem a quase 80% da demanda energética mundial. Os combustíveis fósseis, ao contrário dos biocombustíveis, não contemplam um ciclo fechado com relação ao gás carbônico, e contribuem para o aumento de sua concentração na atmosfera. O tempo de permanência deste gás é muito longo o que faz com que as emissões sejam cumulativas, o que agrava ainda mais a situação. Com isso, a temperatura da Terra vem aumentando e os impactos podem ser catastróficos.

Na verdade, o MDL deriva de uma proposta brasileira, o Fundo para o Desenvolvimento Limpo. Com o MDL, reduções de emissão em países em desenvolvimento, desde que adequadamente monitoradas e certificadas, podem ser usadas por países desenvolvidos para atingir suas metas de redução de emissão. A emissão evitada seria então negociada como um bônus cujo valor será definido por um mercado internacional. Algumas estimativas apontam hoje para uma faixa muito ampla para este bônus (10 a 100 US$ por tonelada de carbono não-emitido).

Antes mesmo de ser ratificado por países representativos - como é o caso dos EUA, o protocolo já vem sendo questionado quanto aos patamares nele estabelecidos: pelos países poluidores ele tem sido criticado pela “discriminação”, já que os países em desenvolvimento não estão sujeitos às mesmas restrições (estão no fundo adiando a adoção de medidas efetivas que são, em geral, muito impopulares e representam custos);

e pelos técnicos, que antecipam que os limites não são suficientes para que tenhamos reduções significativas da concentração dos gases na atmosfera, ou seja, o protocolo de Kyoto é apenas um “bom começo” conforme afirma JEFFERSON (2000). Valores para o nível de emissão para cada tecnologia por unidade de energia são mostrados no Capítulo 4.

6. Eletrificação Rural com Sistemas Fotovoltaicos Distribuídos no contexto da Universalização do Serviço de Energia Elétrica

A possibilidade de que as concessionárias, permissionárias ou autorizadas sejam obrigadas a satisfazer metas de universalização do serviço de energia elétrica num período de tempo a ser definido, mas originalmente proposto para 5 anos, traz uma excelente oportunidade para o uso de sistemas distribuídos na eletrificação rural. Para os sistemas fotovoltaicos autônomos a situação não é diferente, ou seja, abre-se um filão de aplicação em larga escala desta tecnologia. Isto por que o mercado rural apresenta, como características intrínsecas, um alto nível de dispersão e baixo consumo por unidade consumidora. Além disso, algumas propriedades dos sistemas fotovoltaicos conferem a esta tecnologia vantagens comparativas em relação aos métodos tradicionais de eletrificação rural – mobilidade, flexibilidade e rapidez de instalação e desinstalação, além de não requerer transporte e armazenagem de combustível[170]. No entanto, não é segredo que lidar com a tecnologia fotovoltaica na eletrificação rural tem representado um grande desafio, como demonstram algumas experiências anteriores e conforme já mostrado no Capítulo 3 e discutido mais detalhadamente no Capítulo 4. A gestão de pequenos sistemas distribuídos é um fato com o qual os agentes tradicionais da eletrificação ainda não estão preparados para lidar (e talvez nunca estejam). A questão que os agentes do setor elétrico colocam para si é: Vale a pena enfrentar o desafio de se usar a energia solar fotovoltaica em larga escala para eletrificação rural no Brasil? Espera-se que a resposta a esta questão esteja mais clara quando o leitor chegar ao final deste capítulo. Além dos aspectos específicos tratados ao longo desta seção, este problema tem várias outras nuances, como a existência ou não de políticas de compulsoriedade e incentivo. O substitutivo ao Projeto de Lei 2.905 e a sub-rogação dos benefícios da CCC, ambos detalhados no Capítulo 5, são exemplos de instrumentos destas políticas já implantados ou em implantação no Brasil.

---

[170] A dificuldade de acesso e a conseqüente necessidade de transporte e armazenagem de combustível em algumas localidades mais remotas, principalmente na região amazônica, onde este transporte só se dá por barcos, podem se transformar em uma componente significativa de custos.

A opção dos Agentes de Eletrificação Rural – AER (concessionárias, autorizadas e permissionárias) pelos sistemas fotovoltaicos distribuídos requer que demonstremos que o negócio é atrativo e em que condições verifica-se esta atratividade, ou seja, como caracterizamos as reais oportunidades e nichos. Esta atratividade pode, inclusive, levar em consideração algumas externalidades positivas: aspectos como imagem das empresas, impactos ambientais reduzidos, ação social, domínio tecnológico etc.. Uma outra maneira de formular a questão anteriormente colocada é: Qual a vantagem comparativa para o AER em adotar esta alternativa tecnológica? É importante frisar, também, que uma boa parte do mercado de sistemas fotovoltaicos distribuídos vai se desenvolver independentemente, através da venda direta por fabricantes de sistemas ou seus representantes comerciais.

Vários esforços têm sido realizados no sentido de dotar as concessionárias ou outros agentes de mercado de ferramentas que possam auxiliá-las em seu processo decisório. Aqui vale destacar o Programa ViPOR – *Village Power Optimization Routine*[171], desenvolvido pelo NREL e que é capaz de, a partir das coordenadas geográficas dos consumidores, seus respectivos consumos individuais, custo de equipamentos e serviços, e outros parâmetros físicos, econômicos e financeiros, identificar a melhor alternativa ou combinação de alternativas de suprimento. Uma completa descrição desta ferramenta e sua utilização em estudos de casos para localidades situadas nos estados de Pernambuco e Rio de Janeiro foram realizadas por PEREIRA (2000). Por trabalhar com coordenadas físicas, esta ferramenta é muito útil para a análise de casos reais mas pode resultar em complexidade desnecessária para a análise indicativa, objeto deste trabalho.

Parâmetros de Entrada para o ViPOR

O ViPOR necessita da especificação de entradas espaciais e não-espaciais. A Tabela 35 retrata as entradas necessárias e ajuda a ilustrar como o software opera.

---

[171] O ViPOR pode ser obtido através dos *sites*: http://www.nrel.gov/international/tools/vipor e http://www.nrel.gov/international/tools/homer/update-download-info.asp

Tabela 35: Dados necessários sobre uma localidade para a simulação no ViPOR

Tipos de Carga (Não-Espacial)	Valores Médios de consumo em kWh/dia (conectados ou não à rede) para cada tipo de carga especificada.
Pontos de Carga (Espacial)	Cada consumidor caracterizado por suas coordenadas e o tipo de carga na qual ele se enquadra.
Nós Simulados (Espacial)	Opcional. Possíveis locais para a instalação de transformadores, com suas respectivas coordenadas.
Fontes (Espacial)	As coordenadas das fontes de geração disponíveis.
Dados de Geração (Não-Espacial)	Curvas de custo: Valor Presente (R$) x Carga (kWh/dia) para geração centralizada e isolada.
Dados de Distribuição (Não-Espacial)	Custos: Transformador (R$), Conexão (R$), Linha de Baixa Tensão (R$/m), Linha de Média Tensão (R$/m).
Entradas de Otimização (Não-Espacial)	Temperatura inicial e final (*freeze temperature)* nos dois estágios; *Cooling Ratio;* Máximo Número de tentativas nas duas fases[172].
Especificações do Mapa (Não-Espacial)	Tipos de terreno e grau de preferência (*multiplier*) na conexão: quanto menor o grau, maior será a preferência; Dimensões do terreno; Localização de cada tipo de terreno no mapa.

Fonte: PEREIRA (2000)

A atuação dos AERs no passado recente no Brasil tem sido caracterizada pela visão de curto prazo, o que indica que a resposta à pergunta acima deve ser mesmo a taxa interna de retorno, ou o custo evitado, dependendo do ângulo que olhamos. Até agora análises deste tipo têm dado ênfase quase que exclusiva ao aspecto financeiro direto e suas componentes tangíveis, dando pouca importância às externalidades. Soma-se a isto, uma elevada resistência de se considerar uma tecnologia relativamente nova e que requer uma outra racionalidade do Setor, o que está sendo, no entanto, minimizado pela atual crise de suprimento, fruto da escassez de água nos reservatórios das usinas hidrelétricas. Toda contribuição passou a ser bem-vinda neste momento de crise de oferta. Esta postura do Setor em "rejeitar" ou evitar a tecnologia fotovoltaica ocorre

[172] A especificação destes parâmetros de otimização é essencial para se garantir o bom funcionamento do programa. Neste algoritmo de simulação, a temperatura inicial deve ser sempre alta. *Cooling Ratio* baixo no primeiro estágio (menor que 0.99), impede que o algoritmo explore muitas alternativas de configuração e, algumas vezes, gera como resultado configurações que não são a de menor custo possível. Depois de diversas tentativas e simulações, a combinação dos valores de otimização que gerou melhores resultados, para os estágios 1 e 2, respectivamente, demandando porém mais tempo foi: temperatura inicial: 100.000 e 20, *Freeze Temperature*: 20 e 13, *Cooling Ratio*: 0,9995 e 0,99 e Máximo número de tentativas: 100 e 25 (PEREIRA, 2000).

mesmo tendo-se conhecimento de programas extremamente bem sucedidos no Brasil[173] e no mundo.

O que se pretende nas seções seguintes é dar subsídios ao processo de análise por parte de um AER da conveniência, ou lucratividade[174], da opção pelo uso de sistemas fotovoltaicos distribuídos. Busca-se avaliar a dinâmica do mercado da eletrificação rural e parametrizar o processo de decisão por parte dos AERs.

6.1. A Evolução Futura do Mercado de Eletrificação Rural no Brasil e Suas Conseqüências na Gestão de Projetos de Geração Distribuída

Nesta seção descreve-se como o mercado será visto pelo agente. O mercado de eletrificação rural está muito longe de ser estático, principalmente nos países em desenvolvimento. Tanto o número de consumidores quanto o consumo individual podem variar em função de um sem fim de motivos. Avanços tecnológicos também impactam este mercado. Atender a este mercado dependerá também da estratégia adotada pelo AER que estará, por sua vez, intimamente ligada à infra-estrutura de geração, transmissão e distribuição disponível. É portanto conveniente delimitar, na área de atuação dos AERs, as ***zonas de influência*** da rede existente, facilitando a identificação do papel a ser desempenhado pelos sistemas distribuídos e de seus nichos de mercado. Surgem como possibilidades a pré-eletrificação e o atendimento definitivo, de acordo com a pertinência ou não à zona de influência, respectivamente. É claro que um horizonte temporal precisa ser definido e aqui trabalha-se com aquele proposto inicialmente pela ANEEL para a universalização, ou seja, 5 anos.

Como a informação da área de influência da rede existente não está fácil e livremente disponível[175], optou-se por estimar percentuais. Mostra-se abaixo diversos

---

[173] Vale mencionar o exemplo da APAEB que já implantou 400 sistemas em sua região de atuação, conforme já apresentado nos capítulos 2 (Tabela 8) e 4.

[174] A lucratividade pode também ser entendida pelo custo evitado pois a eletrificação rural é, na maioria dos casos, deficitária.

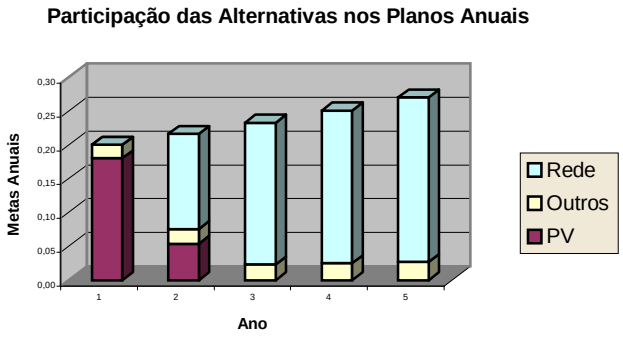
[175] As concessionárias estão gradativamente mapeando seus consumidores e sistemas de distribuição, trabalho hoje facilitado pelo uso do GPS (*Geographic Positioning System*). De posse de sua malha de distribuição completamente digitalizada, a definição de áreas de influência ficará bastante simplificada.

parâmetros estimados para que se pudesse ilustrar o processo de tomada de decisão pelo AER:

- percentual do mercado final (2006) atendido por sistemas fotovoltaicos;
- taxa de crescimento anual do mercado (número de consumidores);
- percentual do mercado anual atendido por outros tipos de sistemas distribuídos – por exemplo sistemas a diesel, óleos vegetais, biogás, *producer gas*, pequenos sistemas eólicos, microcentrais hidroelétricas, etc.;
- limite percentual da meta anual atendido por sistemas fotovoltaicos[176.]

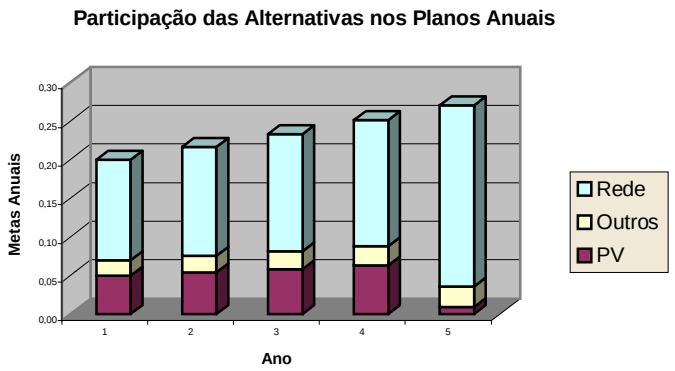
A Figura 17 mostra representações possíveis da evolução do atendimento do mercado, conforme definido no Plano Anual de Universalização. As metas anais estão normalizadas pelo mercado existente no momento da elaboração do Plano. A Tabela 36 mostra os valores atribuídos aos parâmetros descritos anteriormente. Considera-se que o agente vai adquirir todos os sistemas PV no ano 1 e que haverá remanejamento parcial dos mesmos ao longo dos 5 anos, ou que, alternativamente, os sistemas PV são adquiridos ao longo do prazo de implementação do programa de universalização.

Estão indicados na Figura 17 os consumidores a serem atendidos no ano i com extensão de rede, sistemas fotovoltaicos ou outros tipos de sistemas distribuídos.



Caso **I**

[176] Este percentual permite que sejam simulados tanto um programa agressivo de pré–eletrificação com sistemas fotovoltaicos, quanto um programa que prevê a implantação gradativa e definitiva dos sistemas para consumidores fora da zona de influência.



Caso **II**

Figura 17: Evolução do mercado de eletrificação rural - condições listadas na Tabela 36

Tabela 36: Parâmetros usados na análise da evolução do mercado

Parâmetro	Caso I	Caso II
Taxa de crescimento do mercado %aa	4%	4%
Parcela do Mercado atendida por PV	20%	20%
Parcela do Mercado atendida por Outros	10%	10%
Limite de Uso de PV por Ano	90%	25%
Meta Anual de Atendimento[177]	20%	20%

Com a aprovação da universalização, é de se esperar que os pontos fundamentais na análise da concessionária e na elaboração do seu Plano de Metas sejam:

- Adotar solução de menor custo;
- Evitar investimentos em alterações organizacionais ou de estratégia de mercado;
- Maximizar o número de consumidores atendidos de acordo com os requisitos técnicos da ANEEL e outras agências reguladoras.

O sistema PV pode acelerar o cumprimento das metas. A pré-eletrificação pode ser vista como um instrumento para garantir que o AER cumpra seu plano anual, mas

[177] A meta anual leva em consideração a fração do mercado original (aquele existente na entrada em vigor do Plano de Metas) corrigido pela taxa de crescimento do mercado. Ou seja, a meta anual vai aumentando em função do crescimento do número de consumidores no intervalo de implementação do Plano de Metas.

pode também ser motivada pelo próprio consumidor, como fica claro no parágrafo 3 do Artigo 6, da minuta da resolução para universalização[178].

Se entendermos a implantação dos sistemas fotovoltaicos como pré-eletrificação, então teríamos que incluir no cômputo dos custos apenas o custo de instalação e a depreciação dos componentes do sistema durante o período em que o mesmo permanece instalado, já que o mesmo pode ser remanejado no futuro. Outro ponto que cabe discutir é o que se refere ao adiamento de investimentos. A Tabela 37 mostra o que ocorre quando um consumidor recebe um sistema fotovoltaico, considerando-se a pertinência ou não à zona de influência da rede de distribuição e se o atendimento configura a antecipação do atendimento, ou seja, se este é permanente ou provisório.

Tabela 37: Impacto da Minuta de Resolução sobre a Universalização

		Zona de Influência da rede de distribuição	
		Dentro	***Fora***
Antecipação do Atendimento	***Sim***	▪ Usuário paga pelo sistema e é ressarcido pelo AER na data de atendimento prevista no Plano; ▪ A depreciação do sistema fotovoltaico é agregada ao custo de conexão definitiva, mais tarde[179], para efeito de cálculo do custo de conexão para a concessionária.	▪ Usuário paga pelo sistema e é ressarcido pelo AER na data de atendimento prevista no Plano; ▪ O custo de conexão é o custo do próprio sistema fotovoltaico implantado.
	Não	▪ Consumidor recebe um sistema fotovoltaico em caráter provisório; ▪ Custo de conexão – situação indefinida. A minuta da resolução não prevê esta situação.	▪ Fornecimento de sistema fotovoltaico ao usuário na data prevista no Plano; ▪ O custo de conexão é o custo do próprio sistema fotovoltaico implantado.

6.2. ***Parametrização do Processo Decisório***

Objetiva-se nesta seção identificar os parâmetros relevantes para a análise em questão. A análise a ser realizada pela concessionária dependerá, além dos benefícios indiretos, menos quantificáveis e tangíveis, dos seguintes elementos:

1. *Dispersão dos consumidores* – esta variável é, sem sombra de dúvidas, o parâmetro mais importante para a análise comparativa entre alternativas centralizadas e distribuídas. Esta variável é tratada separadamente na seção 6.2.1, onde se apresenta alternativas de distribuição física dos consumidores que, pretende-se, representem o universo de situações mais encontradas na prática;

---

[178] Da Antecipação do Atendimento: "Havendo fornecimento provisório seguido de fornecimento definitivo com a realização de investimentos de forma a atender a ambas as etapas, o cálculo de custos deve considerar, de forma ponderada, essas duas etapas do fornecimento, de acordo com as respectivas características."

[179] O adiamento de investimento pela concessionária pode ser interessante.

2. *Consumo individual dos consumidores* – muito se ouve sobre o perfil do consumidor rural mas muito pouco se encontra em termo de informações confiáveis disponíveis. É provável que as concessionárias disponham de bancos de dados atualizados sobre o assunto mas o acesso aos dados das concessionárias torna-se mais restrito à medida que as mesmas se tornam privadas. Esta variável é tratada separadamente na seção 6.2.2, onde se descreve as pesquisas cujos resultados foram disponibilizados ou informações sobre o uso de bens duráveis nestas regiões;

3. *Condições financeiras para captação de recursos* (taxa de juros, carência, prazo para pagamento etc.) – conforme detalhado no Capítulo 2, a base atual para financiamento da eletrificação rural no Brasil é o Programa Luz no Campo. No entanto, linhas específicas de financiamento de escala significativa para fontes renováveis já estão disponíveis[180];

4. *Localização* – distância da localidade a ser eletrificada até o ponto mais próximo da rede de distribuição já existente, além das características do terreno (relevo acidentado, restrições ambientais, travessias de rios, etc.);

5. *Critérios de qualidade exigidos pela ANEEL*[181] – ainda não existe definição de padrão de qualidade para sistemas fotovoltaicos distribuídos, a exemplo do que ocorre para o serviço de energia elétrica pela rede. É razoável, portanto, assumir que indicadores semelhantes sejam inicialmente utilizados;

6. *Incentivos existentes aplicáveis* – mecanismos de compensação financeira existentes de estímulo ao uso de fontes renováveis (exclusive as condições do financiamento, já consideradas no item 3) a exemplo da sub-rogação dos benefícios da

---

[180] Um exemplo é o caso do banco japonês JBIC que está concedendo financiamento ao governo do Ceará para a implantação de 2 usinas eólicas de 30 MW. A COELCE será o agente executor. As condições são as seguintes: carência de 7 anos, Taxa de Juros 4% (2,3% para a parte associada com serviços de consultoria), 25 anos para pagar (www.jbic.go.jp). Condições ainda mais atraentes já foram oferecidas pelo governo japonês ao governo brasileiro para projetos na área de energia solar (taxa de juros de 1,8%).

[181] Para consumidores conectados à rede de distribuição a ANEEL define índices de qualidade (DEC e FEC), que são revisados anualmente para cada concessionária e para cada região e tipo de consumidor dentro da região de concessão. Como ainda não há legislação específica, dando aos sistemas fotovoltaicos critérios diferenciados de qualidade, entende-se que uma forma de se resolver esta questão seria adotar como meta a equivalência de serviço, ou seja, o sistema fotovoltaico deve fornecer o mesmo serviço que o usuário teria caso estivesse conectado à rede. Esta questão é complexa pois consumidores conectados à rede fazem muitas vezes uso perdulário da energia.

CCC (consumo evitado de combustíveis fósseis) e créditos de emissões evitadas de GEE, conforme detalhado no Capítulo 5[182];

7. *Tarifa de energia elétrica* – a definição de tarifa para os sistemas distribuídos deve ser um dos maiores desafios para a ANEEL caso esta resolva dar à tecnologia fotovoltaica o status de alternativa real para a eletrificação rural. Tarifas diferenciadas parecem contrariar o princípio que norteia a universalização dos serviços. Quase todo serviço razoavelmente disponível para todos os segmentos da população (saúde, energia, transportes etc.) contam com recursos oriundos da renda aplicados em programas públicos (impostos ou taxas específicas). A parcela remanescente da população a ser atendida é via de regra pobre. Esta variável é tratada separadamente na seção 6.2.3;

8. *Custo dos equipamentos e serviços* – valor pago pelos equipamentos no ato da implantação, peças de reposição, operação e manutenção;

9. *Tamanho da localidade* – número total de consumidores da localidade a ser atendida;

10. *Características técnicas dos sistemas* – cada alternativa de suprimento pode apresentar variações de custo e performance associadas às especificidades dos componentes utilizados (eficiência, durabilidade, flexibilidade etc.).

A complexidade da análise é ainda maior quando percebe-se que há uma interdependência entre alguns dos fatores que balizam as decisões. Para facilitar a identificação destas interdependências, estes tópicos foram organizados em uma matriz (Tabela 38). Por fim vale mencionar que a concessionária pode ter ainda que satisfazer metas compulsórias de uso de fontes renováveis como aquelas já descritas no Capítulo 5.

---

[182] Os valores normativos não são considerados em função do exposto no capítulo 5. Eles só se aplicariam caso a concessionária estivesse negociando com um produtor independente ou outro agente de mercado a ser criado/regulamentado.

Tabela 38: Interrelação entre os fatores relevantes para o processo decisório, sob a ótica da concessionária

	Tarifa	Mercado	Alternativa Tecnológica	Fontes de Financiamento	Parceiros	Incentivos e Benefícios Indiretos
Tarifa[183]		X	X	X	X	X
Mercado[184]	X[185]		X[186]			
Alternativa Tecnológica	X[187]	X		X	X	X
Fontes de Financiamento			X		X	
Parceiros[188]	X	X	X	X		X
Incentivos e Benefícios Indiretos		X	X		X	

6.2.1 Considerações Sobre a Dispersão dos Consumidores

Qualquer análise comparativa responsável entre alternativas centralizadas e distribuídas de suprimento de energia elétrica deve partir da definição da localização física dos consumidores. Até hoje não existe informação consistente sobre o mapeamento sistemático dos consumidores que permita uma comparação efetiva destas alternativas. Para dar ao agente de eletrificação rural um instrumento para definir a parcela do mercado a ser atendida por sistemas distribuídos optou-se por definir e estudar perfis de distribuição dos consumidores, modulados pela dispersão e total de consumidores em uma dada localidade a ser atendida. A quantidade de consumidores e sua dispersão determinarão a área coberta pela comunidade.

---

[183] Depende definição da ANEEL sobre a questão da tarifa, se uniforme, ou com diferenças regionais e por tecnologia adotada. Pretende-se que a análise apresentada neste trabalho sirva de base para uma recomendação à ANEEL. De qualquer forma a tarifa será influenciada, mesmo que indiretamente, pela opção tecnológica adotada, pois esta opção fará parte do *mix* que definirá a tarifa para aquela região de concessão.

[184] Se o critério for universalização real e equânime, o mercado não deve depender das condicionantes listadas, exceto por uma restrição do consumidor a uma das alternativas.

[185] Sabe-se no entanto que o consumo é razoavelmente inelástico com relação à tarifa.

[186] Alternativas limitantes podem restringir o desenvolvimento do mercado.

[187] Caso, a ANEEL inclua a diferenciação da tarifa, dependendo de critérios a serem estabelecidos.

[188] Existência de parceiros locais que apóiem a concessionária na questão da eletrificação rural: Permissionárias, Autorizadas, Agente de Microgeração Distribuída, entre outros.

Consumidores “Eqüidistantes”[189] – neste caso cada consumidor ocupa um dos vértices de um quadrado formado por quatro consumidores. A Figura 18 ilustra esta configuração. Este perfil pode ser verificado, por exemplo, em áreas de assentamento em regiões planas, onde os lotes são definidos de forma idêntica. Esta configuração foi adotada nas análises apresentadas na seção 6.3. Um estudo futuro deve validar este modelo de dispersão como representativo do mercado rural não atendido no Brasil.

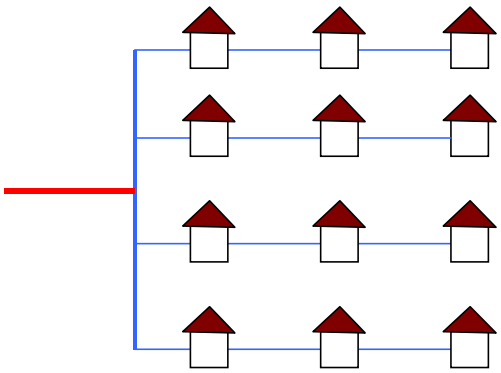


Figura 18: Configuração I – Consumidores “Eqüidistantes”

Para ilustrar outras possibilidades, dá-se, a seguir, exemplo de duas outras configurações que podem ser facilmente verificadas em zonas rurais.

Consumidores em Linha – os consumidores estão dispostos em linhas paralelas a partir de uma linha de referência. À medida que se afasta da referência, as linhas ficam mais separadas entre si e o número de consumidores por linha também reduz. Um número de níveis pode ser estabelecido. Por níveis entende-se o número de camadas de consumidores a partir da linha de referência. Como é comum nestes locais, a densidade de consumidores vai reduzindo quando nos afastamos da linha de referência. Esta configuração aplica-se a comunidades que se desenvolvem ao longo de estradas ou rios.

[189] O nome Eqüidistante foi utilizado na falta de uma palavra que descrevesse melhor este arranjo.

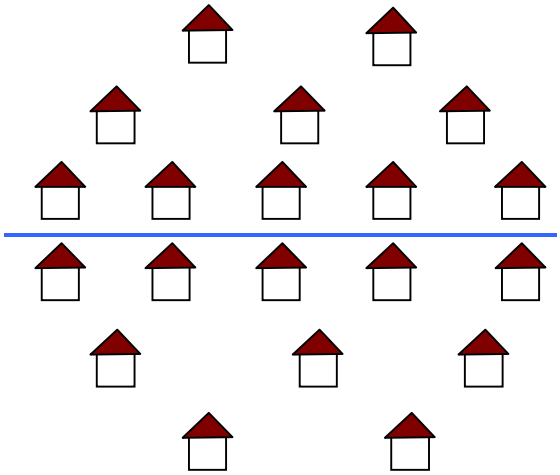


Figura 19: Configuração II - Consumidores em Linha

Consumidores Concêntricos – Esta configuração reflete as comunidades que se desenvolvem a partir de um núcleo – uma praça, por exemplo. Neste caso temos círculos concêntricos em que o incremento de raio vai aumentando e o número de consumidores por nível vai diminuindo.

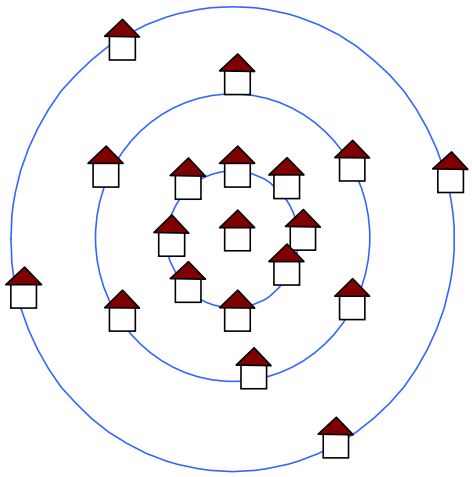


Figura 20: Configuração III – Consumidores Concêntricos

Cada uma das configurações acima descritas pode ser estudada para diversas possibilidades de dispersão e número de consumidores, estabelecendo-se uma regra de formação. Utilizando-se o programa VIPOR pode-se estimar os gastos com a distribuição de energia e compará-los com o de sistemas fotovoltaicos distribuídos.

A título de ilustração vale destacar que a estrutura fundiária do estado de Pernambuco, que apresenta grande predomínio de minifúndios aglomerados, resulta em uma densidade de aproximadamente 8 propriedades por km^2 (XAVIER e SILVEIRA, 1999).

6.2.2 O Perfil do Consumidor a ser Atendido

De uma forma mais ampla, representando características médias dos consumidores rurais brasileiros, este ponto já foi abordado no Capítulo 2. No entanto, apresenta-se aqui uma análise do perfil do consumidor de energia elétrica de regiões mais propícias para o uso de sistemas descentralizados para eletrificação rural. É sabido, por exemplo, que grande parte do mercado para sistemas distribuídos encontra-se na região nordeste do Brasil.

Para identificarmos a possível participação dos SFs na expansão da eletrificação rural no Brasil, é fundamental que entendamos o comportamento do consumidor rural ao ser contemplado com o serviço de energia elétrica. Estudos têm demonstrado que o uso residencial de energia em zonas rurais é quase sempre muito limitado, mesmo considerando o uso perdulário que normalmente se faz da mesma. Equipamentos de baixíssima eficiência[190] são normalmente utilizados de forma totalmente inadequada. Em regiões de suprimento por tempo limitado, como é o caso de diversas localidades na Amazônia, por exemplo, verificam-se casos em que interruptores não são sequer instalados. Em projeto conduzido por CEPEL e CEAM na vila de Campinas, no estado do Amazonas[191], a primeira medida para conservação de energia proposta pela CEAM foi a instalação dos interruptores nas residências.

Para melhor exemplificar o uso de energia escolheu-se dois estados da região nordeste onde se avaliou a existência de bens duráveis (ver Tabela 39).

---

[190] É muito comum encontrarmos na zona rural equipamentos recondicionados ou mesmo aqueles descartados nas áreas urbanas. Um bom exemplo são os refrigeradores que apresentam via de regra isolamento térmico comprometido. Na iluminação, dificilmente verifica-se o uso de lâmpadas eficientes.

[191] A CEAM implantou na Vila de Campinas um sistema híbrido solar – diesel, em maio de 1997. Em seguida, medidas de racionalização de consumo foram introduzidas (RIBEIRO et al., 1998).

Tabela 39: Bens Duráveis na zona rural dos Estados da Bahia e Pernambuco

Equipamento		Brasil	Pernambuco	Bahia
Rádio		83,7%	87,9%	77,6%
TV	Cores	63,9%[192]	40,1%	26,6%
	P&B		24,6%	16,7%
Geladeira		52,5%	36,1%	24,1%
Freezer		14,5%	1,3%	1,6%
Máquina de Lavar		10,0%	1,6%	1,3%

Fonte: PNAD (1999)

Levantamento semelhante foi realizado em três estados (Bahia, Minas Gerais e Ceará) no âmbito de estudo realizado para o Banco Mundial (GOUVELLO et al., 1997). O resultado da análise do uso de bens duráveis em domicílios já eletrificados e aqueles não-eletrificados é mostrado na Tabela 40[193].

Tabela 40: Uso de bens duráveis em domicílios eletrificados e não-eletrificados nos estados de Minas Gerais, Ceará e Bahia (%).

	Rádio	Gravador	TV	TV Colorida	Parabólica	Geladeira	Ferro Elétrico	Liquidificador	Ventilador	Chuveiro Elétrico	Máquina de Costura	Freezer	Máquina de Lavar
Bahia Não Conectado	84	11	22	0	1	5			0		0		
Bahia Conectado	79	9	85	55	19	47	17	15	11	0	6	0	0
Minas Gerais Não Conectado	80	18	1	0	0	1			0		0		
Minas Gerais Conectado	35	48	63	35	25	50	13	17	2	13	4	2	0
Ceará Não Conectado	76	11	18	0	0	2			0		1		
Ceará Conectado	86	16	73	37	22	47	10	14	27	0	6	6	2

Fonte: GOUVELLO et al. (1997)

O estudo para o BM apresenta também uma segmentação do mercado baseada no nível de serviço no momento da pesquisa. Na palavra dos próprios autores:

---

[192] Percentual total de residências rurais que possuem TV (colorida e/ou preto e branco) no País.

[193] A comparação destes dados com os resultados da PNAD mostra que a pesquisa não é representativa do universo. Para a Bahia, por exemplo, o alto índice de TVs, mesmo em áreas não eletrificadas, mostra que a região pesquisada é mais próspera do que a média da população rural do estado.

> *"Nós analisamos a difusão de sistemas de iluminação [fornecidos por fontes tradicionais de energia (querosene, velas, baterias etc.)] e dispositivos elétricos entre os domicílios não-eletrificados, mas também entre os domicílios rurais eletrificados situados nas mesmas regiões. A justificativa é que em uma área não-eletrificada, a demanda por certos usos é limitada pois não existem dispositivos DC [alimentados em corrente contínua] que podem ser alimentados por uma bateria automotiva (ventilador ou liquidificador, por exemplo), ou porque a bateria não é uma solução adequada (pesada e difícil de transportar em longas distâncias)."* (GOUVELLO et al., 1997)

A partir desta pesquisa os autores estimaram o tempo de uso de diversos dispositivos elétricos nos domicílios a serem eletrificados e definiram 5 níveis de serviço de energia, dimensionando sistemas fotovoltaicos capazes de suprir a demanda de cada um dos 5 níveis. O estudo vai além e identifica a parcela da população rural que seria capaz de arcar com as despesas de aquisição de cada uma das configurações, baseada nos gastos atuais com energéticos e renda familiar. Esta parte do estudo não será aqui explorada pois, sob a ótica da universalização, a capacidade de pagamento dos consumidores deixa de ser o aspecto central. Apenas dá uma indicação se a tarifa a ser definida é compatível com a disposição a pagar dos consumidores rurais e sobre possíveis classes de sistemas que podem ser oferecidas pelos AERs. A Tabela 41 mostra as classes de consumo do estudo do BM enquanto a Tabela 42 mostra a estratificação do mercado nas áreas pesquisadas, em função da demanda de energia, indicando também a potência do sistema fotovoltaico necessária para suprir esta demanda.

Tabela 41: Classes de Consumo[194] (Uso em horas por dia)

Nível 1		Nível 2		Nível 3		Nível 4		Nível 5	
Serviço	**Uso**	**Serviço**	**Uso**	**Serviço**	**Uso**	**Serviço**	**Uso**	**Serviço**	**Uso**
1 lâmpada	4	2 lâmpadas	6	3 lâmpadas	7	5 lâmpadas	11	7 lâmpadas	17
Rádio	5	Rádio	5	Rádio	4	Rádio	8	Rádio	8
				TV ou Gravador	3	TV ou Gravador	3,5	TV Colorida	3,5
						Outros Usos	50 (Wh/dia)	Antena Parabólica	3,5
								Outros Usos	145 (Wh/dia)

Fonte: GOUVELLO et al. (1997)

Nenhuma das classes acima inclui geladeira, item que demonstrou ser muito importante nas áreas eletrificadas, tendo-se verificado ocorrência em 50% dos domicílios eletrificados pesquisados. Embora este percentual seja significativamente maior que os valores indicados pela PNAD (Tabela 39), é importante lembrarmos que este item pode representar demanda reprimida caso opte-se por sistemas fotovoltaicos de baixa potência. Mesmo nos domicílios não-eletrificados verificou-se ocorrência de refrigeradores, principalmente na Bahia (5%).

Tabela 42: Estratificação dos mercados em função da demanda estimada de energia[195]

	Nível 1	Nível 2	Nível 3	Nível 4	Nível 5	Média[196]
Potência do Sistema (Wp)	15	25	70	140	280	90
Tipo[197]	CC	CC	CC	CA	CA	---
Consumo Diário (Wh/dia) (kWh/mês)	39 (1,2)	61 (1,9)	186 (5,6)	334 (10,0)	634 (19,0)	219 (6,6)
Bahia	19%	38%	36%	8%	0%	100%
Ceará	5%	17%	35%	37%	7%	100%
Minas Gerais	1%	8%	35%	37%	19%	100%
Total	9%	21%	35%	26%	8%	100%

Fonte: GOUVELLO et al. (1997)

---

[194] Lâmpadas 6-15 Watts, Rádio 3-5 Watts, TV P&B 35 Watts, Liquidificador 300 Watts, TV Colorida 70 Watts, Antena Parabólica 20 Watts, Ventilador 20 Watts.

[195] Os percentuais indicam a parcela do mercado cuja demanda é suprida de forma plena pela configuração/potência associada a cada nível, considerando-se o padrão de consumo atual (substituição de velas, lamparinas a querosene, pilhas, baterias etc.).

[196] Esta coluna refere-se aos níveis médios ponderados para o consumo mensal e para a potência do sistema, calculados pelo autor e não contidos no estudo original. Esta média levou em conta o percentual Total, apresentado na última linha da tabela.

[197] Para os sistemas CA, utilizou-se a estimativa de uma eficiência de 95% para o inversor.

A Tabela 43 ilustra um exercício para estimar-se a economia percentual de energia devido ao uso de acessórios de alta eficiência. Para cada uma das configurações sugeridas por GOUVELLO (1997), avalia-se o consumo do equivalente convencional, calcado no uso de lâmpadas incandescentes.

Tabela 43: Economia de energia pelos acessórios eficientes

	Nível 1	**Nível 2**	**Nível 3**	**Nível 4**	**Nível 5**	**Média**
Potência do Sistema (Wp)	15	25	70	140	280	90
Consumo Original (Wh/dia) (kWh/mês)	39 (1,2)	61 (1,9)	186 (5,6)	334 (10,0)	634 (19,0)	219 (6,6)
Consumo Ineficiente (Wh/dia) (kWh/mês)[198]	185 (5,5)	265 (8,0)	545 (16,3)	872 (26,2)	1397 (41,9)	601 (18,0)
Economia de Energia em Relação ao Sistema Ineficiente	79%	77%	66%	62%	55%	64%

Da Tabela 43 podemos concluir que o sistema fotovoltaico fornece o mesmo serviço com um gasto médio de apenas 36% daquele verificado para um consumidor típico, que usa lâmpadas incandescentes. *Esta relação de eficiência pode orientar o estabelecimento pela ANEEL de tarifas diferenciadas para sistemas fotovoltaicos, como será discutido mais tarde.* Do caso acima, quando temos equivalência de serviço, podemos ter uma tarifa igual a 2,75 vezes a tarifa padrão. Para os níveis tarifários atuais, estes números indicam um gasto mensal médio de R$1,80. Este valor não inclui ICMS, que pode ter alíquota diferenciada em diversos estados (até mesmo isenção para consumidores rurais e/ou de baixa renda). O consumo médio de 18kWh/mês é bastante coerente com várias fontes que sinalizam para um valor na ordem de 15kWh[199].

COSTA (1999) realizou uma pesquisa no estado de Pernambuco que, entre outras coisas, avaliou que tipos de aparelhos eletrodomésticos estavam disponíveis em residências não-eletrificadas da região semi-árida de Pernambuco. Constatou que 66,3%

---

[198] Consumo estimado pelo autor assumindo-se que os sistemas Nível 1 e Nível 2 usam lâmpadas incandescentes de 40 W. Os demais usam lâmpadas de 60 W. Esta análise não faz parte do estudo original.

[199] Carga elétrica residencial diária (equivalência de serviço): 6 horas para leitura (fluorescente 10W ou incandescente 40W), 8 horas para iluminação externa (fluorescente 6W ou incandescente 25W), 60 Wh para outras cargas (este é o nível de serviço de um consumidor rural que consome 15 kWh/mês) (CABRAAL et al., 1996).

tinham rádio, 32% toca-fitas e 15,5% televisão. Estes equipamentos são alimentados por pilhas ou baterias.

Uma grande dificuldade para o agente da eletrificação rural vai ser, no momento do estabelecimento do Plano de Metas, ter uma noção real das características do mercado. Este fato é ainda agravado na região Norte, onde os estados são enormes e o deslocamento é feito por meios de transporte precários e lentos.

Com base em parâmetros regionais como renda per capta, por exemplo, podemos avaliar o perfil de consumo. Isto pode ser útil para o agente na definição do perfil do consumidor em regiões onde apenas a renda per capta está disponível.

Uma constatação fundamental dos dados apresentados anteriormente na pesquisa para o BM é que a penetração de chuveiro elétrico na zona rural da região nordeste é praticamente nula, mesmo nas áreas já eletrificadas. O ferro elétrico aparece em aproximadamente 15% dos domicílios já eletrificados, mesmo em regiões prósperas como é o caso da área pesquisada no estado da Bahia.

TRIGOSO e ZILLES (1999) mostraram que mesmo um pequeno sistema fotovoltaico pode estar superdimensionado para as demandas típicas da população rural. Em pesquisa feita na região de Cananéia e Ilha Comprida, entre novembro de 1998 e maio de 1999, medidores de energia[200] foram instalados de forma a permitir a avaliação do consumo em cada domicílio. Leituras diárias foram feitas pelos próprios moradores e indicaram que a maioria das famílias possui consumo inferior a 60Wh/dia, ou 1,8kWh/mês. Dezenove residências foram monitoradas e o consumo médio diário variou entre 10 e 230 Wh/dia. O consumo máximo verificado pode ser suprido por um sistema de aproximadamente 100 Wp.

6.2.3 Tarifas e Capacidade de Pagamento dos Consumidores Rurais

A tarifa de energia elétrica sempre foi utilizada como meio de reduzir disparidades sociais e estimular o desenvolvimento pois, mesmo depois da reforma do Setor Elétrico, ela ainda pode ser considerada altamente artificial em muitos locais do País, principalmente na zona rural. A Figura 4 (Capítulo 2) mostra a evolução da tarifa da concessionária Light na zona rural do estado do Rio de Janeiro, entre 1993 e 2000.

---

[200] Na verdade estes medidores são integradores de corrente (medidores de ampère-hora) e partem do pressuposto que a tensão do sistema é estável.

E dentro do preceito de universalização do serviço de energia elétrica é de se esperar que esta tendência não seja alterada. O primeiro sinal pode ser notado na decisão da Eletrobrás de manter os subsídios promovidos pela CCC - Conta de Consumo de Combustíveis, detalhada no Capítulo 5, até o ano de 2013. O substitutivo do Deputado Aleluia propõe, inclusive, que este prazo seja prorrogado por pelo menos mais 7 anos. Por outro lado, a realidade financeira das populações menos favorecidas não permitiria que estas pagassem tarifas suficientes para compensar os custos associados com a eletrificação do seu domicílio. Mas esta não é a realidade de toda a população rural. Vários estudos ligados à identificação do valor gasto pela população rural com energéticos vêm indicando números surpreendentes. COSTA (1999) fez um levantamento no semi-árido pernambucano dos gastos familiares com energéticos convencionais (pilhas, querosene, gás, lenha, óleo diesel, bateria – aquisição e recarga, entre outros). O universo analisado foi de 1.414 residências não-eletrificadas, situadas em 68 localidades distribuídas em 12 municípios. Esta pesquisa indica que 70% das famílias têm renda mensal de até 1 salário mínimo. O gasto médio mensal com energéticos foi de R$13,64, dos quais 53% (R$7,22) correspondem a usos passíveis de suprimento por sistemas fotovoltaicos. Quando classificada por renda, a parcela substituível variou entre R$ 5,76 e 9,54. Os extremos verificados para o dispêndio com energéticos foram R$4,00 e 15,00.

O MME contratou um diagnóstico da primeira fase do PRODEEM onde se buscou também identificar o desembolso da população rural com energéticos. E grande parte dos energéticos pode ser substituída por eletricidade. Apenas na cocção a eletricidade normalmente não entra, tendo como substituto natural o GLP. A média para o gasto com energéticos substituíveis pela energia elétrica gerada por painéis fotovoltaicos ficou em torno de R$13,00 por mês. A Figura 21 mostra o resultado da pesquisa, que inclui informações sobre 862 domicílios em diversos estados no Brasil. Esta figura nos ajuda a identificar a fração do universo pesquisado que apresenta dispêndio mensal com energéticos acima [ou abaixo] de um determinado limite. Podemos constatar, por exemplo, que apenas 7% dos domicílios pesquisados apresentam gasto mensal superior a 50R$/mês.

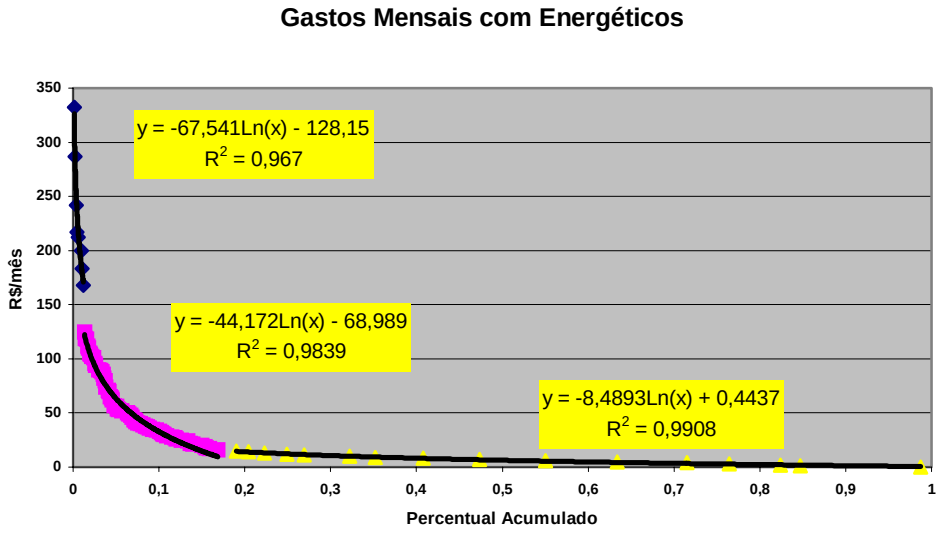


Figura 21: Gastos Mensais com energéticos[201]

O estudo do BM, já mencionado neste capítulo, fez a análise da capacidade de pagamento da população nas localidades visitadas, conforme mostrado na Tabela 44. É fundamental, no entanto, lembrarmos das fortes variações cambiais ocorridas desde a pesquisa. A desvalorização do câmbio acarreta uma forte redução dos percentuais mostrados na Tabela 44, reduzindo a parcela da população que pode arcar com cada um dos níveis propostos para os sistemas fotovoltaicos.

Tabela 44: Percentual da população pesquisada capaz de arcar com o custo de aquisição dos sistemas fotovoltaicos

	Nível 1	Nível 2	Nível 3	Nível 4	Nível 5
Potência do Sistema (Wp)	15	25	70	140	280
Mensalidade (US$/mês)[202]	6,7	7,7	13,0	21,1	37,4
Consumo Diário (Wh/dia) (kWh/mês)	39 (1,2)	61 (1,9)	186 (5,6)	334 (10,0)	634 (19,0)
Bahia	61%	55%	32%	14%	3%
Ceará	46%	40%	19%	7%	1%
Minas Gerais	28%	22%	6%	1%	0%

Fonte: GOUVELLO et al. (1997)

[201] Dados de pesquisa realizada por MME, CEPEL e FBDS. Alteração sobre original produzido por Adriano Santiago (mestrado PPE/COPPE).

[202] Câmbio: o US$ na época da pesquisa (1997) valia aproximadamente 1R$.

Embora as pesquisas não sejam diretamente comparáveis, em função do exposto acima, elas servem para indicar que segmentos muito restritos da população rural poderiam seriam capazes de arcar com o ônus de pagar integralmente por um sistema fotovoltaico que proporcione um razoável nível de conforto. Ou um nível de conforto compatível com suas expectativas.

O uso de sistemas fotovoltaicos distribuídos traz ainda outro problema, a diferença na "qualidade" do serviço. Não que a energia fornecida seja de baixa qualidade, mas porque ele possui disponibilidade limitada. Este é outro fator complicador para o estabelecimento da tarifa. Demandas de alta potência – ferro de passar, chuveiro e ar condicionado – definem uma fronteira clara entre sistemas fotovoltaicos dispersos e extensão de rede, apesar dos inúmeros episódios já verificados no Brasil de redes de baixa qualidade inibindo o uso de equipamentos de alta potência. No entanto, a pesquisa para o BM também indicou demanda muito baixa para estes equipamentos, conforme mostrado na Tabela 40.

A seguir apresenta-se algumas alternativas para cobrança associada ao uso de sistemas fotovoltaicos para eletrificação rural:

- Valor proporcional ao consumo de projeto ou tarifa[203] calculados com base na equivalência de serviço. Um fator multiplicativo deve ser aprovado e publicado pela ANEEL. Esta justificativa pode ser reforçada pela existência de um valor normativo superior para a energia solar fotovoltaica;
- Valor associado a compra facilitada (subsidiada), fundo de manutenção ou rotativo, ou aluguel dos sistemas.

Existe hoje uma discussão em torno da irregularidade da cobrança de uma taxa mínima, o que seria injusto e ilegal. Portanto é interessante pensarmos em uma tarifa que esteja associada ao consumo real do usuário. A Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica cancelou, temporariamente, a cobrança da taxa mínima.

*6.3. **O Modelo Analítico de Apoio ao Processo Decisório dos AERs***

Visando sistematizar a análise previamente discutida, um modelo simplificado baseado no software MS EXCEL foi desenvolvido e permite verificar a sensibilidade

[203] O conceito de tarifa vai requerer a medição do consumo real nos sistemas fotovoltaicos.

aos parâmetros. A planilha elaborada, apresentada no anexo VIII, ajudou a montar o fluxo de caixa para cada uma das alternativas. O modelo aqui proposto visa fornecer ao tomador de decisão uma ferramenta que o permita avaliar quando a opção fotovoltaica é a mais adequada. Ele permite uma avaliação comparativa das opções de suprimento de energia elétrica em comunidades rurais isoladas, a saber: extensão de rede a partir do ponto mais próximo à localidade; grupo gerador Diesel instalado na própria localidade e associado a uma microrrede local de distribuição; e sistemas fotovoltaicos autônomos distribuídos, instalados junto a cada consumidor. A implementação de uma ferramenta de simples utilização, mas ao mesmo tempo abrangente, exigiu que se fizesse uma série de considerações. As principais premissas da análise financeira realizada são as seguintes:

- Adotou-se a configuração I (Consumidores "Eqüidistantes") para a dispersão dos consumidores em uma vila rural típica;
- Para efeito de definição de custos dos equipamentos optou-se pelas seguintes alternativas tecnológicas: sistemas fotovoltaicos com os seguintes componentes – módulo de silício cristalino, bateria, controlador de carga e inversor; extensão de rede – monofilar com retorno por terra;
- Todos os sistemas serão implantados em sua localização definitiva (fora da zona de influência da rede) e não terão que ser remanejados, o que dificultaria a análise financeira devido aos custos extras da re-instalação;
- As taxas de juros e demais condições de financiamento utilizadas são as do Programa Luz no Campo devido às condições extremamente favoráveis que o mesmo tem oferecido;
- Créditos de emissões evitadas carbono não foram incluídos dado o pequeno impacto que os mesmos apresentariam na análise[204];
- O benefício da CCC[205] foi incluído para as alternativas diesel e fotovoltaica; para a fotovoltaica analisou-se o impacto da resolução ANEEL-245/99, discutida no Capítulo 5;

---

[204] Alguns trabalhos têm revelado que o impacto da CCC, por exemplo, é muito mais sensível do que os créditos de carbono, mesmo quando adotamos valores otimistas para a tonelada.

[205] Os benefícios da CCC só valem até o oitavo ano para os sistemas fotovoltaicos e biomassa, e até 2013 para os sistemas diesel isolados. Neste último, é provável que o substitutivo ao projeto de lei 2.905 prorrogue a validade.

- O consumo de energia e tarifas são sempre idênticos para as opções diesel e extensão de rede;
- A potência média disponível por usuário para a opção diesel é a metade daquela da opção extensão de rede; Imagina-se que uma política de restrição de consumo seja implementada nesta situação; O grupo gerador diesel é instalado junto ao maior consumidor produtivo;
- Os custos de mão de obra para instalação, operação e manutenção foram considerados idênticos para as diversas opções analisadas e não estão embutidos nos custos apresentados neste trabalho. A única exceção são os geradores Diesel, caracterizados por altos custos de operação e manutenção, e por isso tratados diferentemente;
- Todos os consumidores considerados serão atendidos;
- A bitola dos cabos não é considerada nos cálculos. Utilizou-se números médios para o custo baseados na experiência em eletrificação rural de algumas concessionárias de distribuição;
- O consumidor produtivo, no caso específico da opção por sistemas fotovoltaicos distribuídos, é alimentado por um sistema isolado adicional de gaseificação de biomassa[206]. Assumiu-se que a biomassa a ser gaseificada terá custo zero, em função da baixa demanda e da disponibilidade local.

Discute-se a seguir, com mais detalhes, as diversas propriedades da planilha elaborada e descreve-se todos os parâmetros incluídos no modelo. Os principais parâmetros estão listados na Tabela 45.

6.3.1 **Consumidores**

Neste modelo, os consumidores são caracterizados por seu consumo médio mensal e sua localização geográfica (dispersão). Outro aspecto relevante é o perfil de consumo, caracterizado por forte concentração temporal e pouca diversidade - picos noturnos devidos a uma forte influência da iluminação neste perfil. O perfil de consumo é considerado de forma implícita no modelo ao se definir a potência requerida por consumidor no transformador, potência do gerador a diesel ou através das características do sistema fotovoltaico (potência do inversor). No caso dos sistemas fotovoltaicos, os

[206] Grupo gerador diesel adaptado para operar no modo *dual fuel*, conforme detalhado no capítulo 3.

consumidores produtivos são atendidos de forma independente por uma fonte adicional. A potência desta unidade adicional será calculada em função do consumo mensal definido, limitada inferiormente a 5 kW.

Distribuição Física

Para efeito de simplificação da análise e para evitar a dependência de coordenadas geográficas de situações reais, optou-se por considerar que os consumidores estão uniformemente distribuídos numa dada região (Consumidores Eqüidistantes). Embora pareça interessante trabalhar com situações reais, cabe ressaltar que casos específicos podem representar mal o universo global que se pretende analisar. A escolha de um parâmetro genérico (dispersão – consumidores por quilômetro quadrado) dá mais flexibilidade e enriquece a análise, permitindo estudos de sensibilidade sejam realizados. O modelo utiliza a densidade e o número de consumidores para calcular as distâncias e respectivos gastos com a rede de distribuição.

Parâmetros Técnicos Globais

Consumo Médio Mensal Domiciliar

Este consumo, expresso em *kWh/mês*, será diferenciado para os sistemas fotovoltaicos, permitindo que estabeleçamos consumos diferentes para cada uma das situações de atendimento da demanda. Em geral, sistemas fotovoltaicos costumam fazer uso de equipamentos e acessórios mais eficientes e podemos atribuir aos mesmos valores de consumo inferiores àqueles que normalmente se verificam nos consumidores conectados à rede. Pode-se, assim, acomodar diferentes estratégias: equivalência de serviço, equivalência de consumo etc.

Consumo Médio Mensal Produtivo

Consumo expresso em *kWh/mês* para cada consumidor produtivo. O mesmo valor é considerado para qualquer uma das alternativas de suprimento.

Densidade de Consumidores Domiciliares

Expresso em *Consumidores/km2*, a densidade é que dará idéia do custo da interconexão dos consumidores através de uma rede de distribuição. Esta rede pode ser

de baixa ou média tensão, dependendo da dispersão e dos consumos individuais. Este assunto é tratado com mais detalhes mais adiante.

Número de Consumidores Domiciliares

Informa o total de domicílios existentes na comunidade a ser atendida.

Número de Consumidores Produtivos

Informa o número unidades produtivas existentes na comunidade a ser atendida.

Potência (disponível para cada consumidor residencial)

Indica a reserva de capacidade do sistema por consumidor residencial, expressa em kVA. Aplica-se ao(s) transformador(es) e grupo gerador a diesel. No caso do diesel, definiu-se que a potência disponível por consumidor será a metade daquela disponível na rede. Isto se deve ao maior controle de consumo no caso do uso de um grupo gerador a diesel. Para a alternativa fotovoltaica assumiu-se que sistemas de até 75Wp operam em corrente contínua. Acima deste valor, cada sistema dispõe de um inversor. Para os sistemas interligados (diesel e rede) aplica-se um fator de diversidade conforme descrito a seguir.

Fator de Diversidade

Vale lembrar que o fator de diversidade só se aplica ao sistema interligado (diesel ou extensão de rede, na rede de baixa tensão) que se beneficia da baixa probabilidade estatística de todos os equipamentos estarem acionados simultaneamente.

6.3.2 Extensão de Rede

Como ocorre na maioria das localidades remotas, onde verifica-se baixo consumo e consumidores dispersos, optou-se por considerar, para a parte em média tensão, apenas a rede tipo MRT. Isto implica redução significativa de custos e é perfeitamente coerente com os padrões técnicos utilizados pelos AERs nestas localidades. No entanto, consumidores produtivos podem demandar instalações trifásicas o que onera bastante o projeto das redes de distribuição.

Rede de Média Tensão (MT)

Trata-se da rede que permite a interligação entre a fonte (ponto da rede previamente existente mais próximo da localidade a ser eletrificada) e um centro de distribuição situado na localidade. Este centro de distribuição é caracterizado por um conjunto de transformadores rebaixadores que transferem a energia para a rede de baixa tensão. Em função da densidade de consumidores, um maior número de transformadores será necessário, mesmo que muitos deles sejam subutilizados, em função de possíveis quedas de tensão associadas a longos percursos em baixa tensão. A Figura 22 mostra dois casos extremos, ou seja, quando apenas um transformador é suficiente para atender a todos os consumidores e quando cada consumidor, devido ao nível de consumo ou dispersão, requer um transformador.

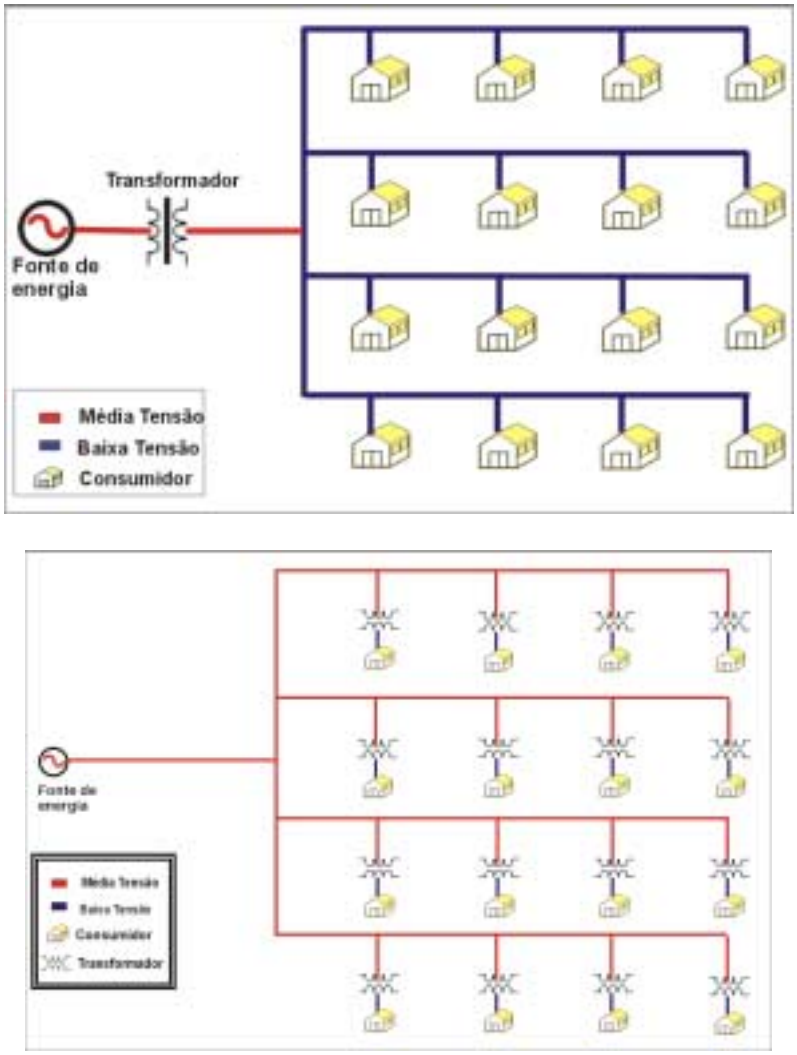


Figura 22: Alternativas de Interconexão dos Consumidores em Função da Dispersão

Rede de Baixa Tensão (BT)

A rede de baixa tensão é aquela que chega efetivamente no consumidor, ou seja, trabalha com tensão compatível com os equipamentos utilizados. Em zonas rurais é bastante comum trabalhar-se com a tensão de 220 Volts. Para calcular a extensão da rede de baixa tensão utilizou-se a estrutura apresentada na Figura 22, estimando-se o número de vias necessárias para atingir todos os consumidores.

Transformador

Como já foi mencionado, o transformador é dimensionado em função do número de consumidores e da expectativa de demanda máxima do conjunto de consumidores a ele conectados. É ele que faz a conversão de voltagem, permitindo que a redução das perdas entre o ponto de interconexão à rede de distribuição e o usuário final. Na maioria dos casos, o número de transformadores está associado com a redução de perdas e não com o consumo dos núcleos consumidores. O ideal é que a potência escolhida e o fator de diversidade reflitam a conseqüente subutilização dos transformadores.

Parâmetros Técnicos

O modelo assume que a rede de média tensão chega até um ponto central e que a partir daí segue em baixa tensão. É importante frisar que o custo das redes de baixa e média tensão por unidade de comprimento não são tão diferentes a ponto de gerar erros significativos na análise se cometemos um pequeno erro no dimensionamento da participação de cada uma[207]. Vale a pena mencionar que em áreas mais densamente povoadas o que acaba acontecendo é a superposição de ambas as redes.

Além daqueles parâmetros já descritos e que impactam nas características da extensão de rede, adotou-se ainda os seguintes parâmetros técnicos para permitir uma modelagem satisfatória desta alternativa de suprimento.

---

[207] Conforme mencionado anteriormente, é sabido que a dispersão e o número total de consumidores da localidade em questão implicarão áreas totais e, conseqüentemente, redes de distribuição substancialmente diferentes. O número de transformadores e o padrão da rede estão presos. No entanto, uma análise superficial dos custos associados aos dois padrões mencionados anteriormente - média e baixa tensão - indica que, excluindo-se o trecho de média tensão entre a fonte e a vila, podemos considerar como idênticos os custos por unidade de comprimento. Se para uma maior concentração temos que utilizar uma rede de baixa tensão de custo superior (devido a uma maior quantidade de postes, superposição de redes e bitola dos condutores), para consumidores dispersos atendidos pela rede de média tensão temos que incluir um maior número de transformadores.

Distância Vila-Rede

Expressa em *km*, representa a distância entre o ponto de conexão com a rede existente e o ponto de chegada na vila, onde o transformador será instalado (ponto central).

Parâmetros de Custo

A Tabela 11 (Capítulo 2) mostra os parâmetros de custo utilizados e os valores atribuídos para cada um deles. Uma discussão sobre estes valores pode ser encontrada em PEREIRA (2000). O modelo permite a entrada do custo unitário dos seguintes equipamentos: transformador *R$/kVA;* rede de distribuição *R$/Km;* rede de baixa tensão *R$/Km;* custo por conexão (inclui medidor, disjuntor, fiação, eletrodutos etc.) *R$/Consumidor*. O preço da rede (baixa tensão e distribuição) é estimado pelo comprimento total da rede e inclui condutores, postes, armações, isoladores e proteções.

6.3.3 Grupo Gerador Diesel

Toda a parte associada com a distribuição é idêntica à parte de baixa tensão do caso da extensão de rede. O mesmo vale para o transformador rebaixador. Os parâmetros específicos da opção diesel são descritos a seguir.

Parâmetros Técnicos

Peças de Reposição

Como os grupos geradores a diesel apresentam custo de operação e manutenção bem superior ao associado com a extensão de rede e com sistemas fotovoltaicos, o modelo permite que seja estabelecido um custo diferencial para a opção diesel. Baseado na experiência das concessionárias que operam sistemas diesel de pequeno porte, é comum estimar-se o custo de O&M em função do investimento inicial. A experiência passada indica que a cada 5 anos, o valor equivalente ao investimento inicial com o grupo gerador é gasto com O&M. O modelo permite que se escolha o percentual do custo de aquisição do grupo gerador que é gasto a cada 5 anos em O&M. Este mesmo percentual se aplica ao grupo gerador movido a *producer gas* e incluído na opção fotovoltaica para alimentar o consumidor produtivo.

Consumo Específico

A eficiência do grupo gerador pode ser expressa através de seu consumo específico. Unidades pequenas e/ou subutilizadas costumam apresentar desempenho bem inferior e consumos específicos elevados. Este parâmetro é expresso em *litros/kWh.* Este valor refere-se à operação do grupo gerador, diferenciando-se dos valores associados às regras da CCC, conforme será descrito adiante.

Parâmetros de Custo

Além dos itens já descritos para a extensão de rede, esta alternativa necessita da definição do custo do grupo gerador a diesel[208]. Este parâmetro é expresso em *R$/kVA.* A operação requer que definamos, também, o custo do óleo diesel, em *R$/litro.*

6.3.4 Sistemas Fotovoltaicos Distribuídos

Esta alternativa possui componentes de custo significativamente diferentes das outras já descritas.

Parâmetros Técnicos

Geração Fotovoltaica

Para permitir a diferenciação de desempenho dos sistemas fotovoltaicos em função do local de instalação, por exemplo, o usuário da planilha pode definir a produção média mensal do sistema em função da potência instalada (kWh/kWp/mês). Este fator é utilizado pelo modelo para calcular a potência requerida em módulos fotovoltaicos para suprir a demanda. Assumiu-se que existem disponíveis no mercado módulos de qualquer potência, o que, sabe-se de antemão, não é verdade. No entanto, o mercado tem se diversificado bastante em termos de fornecedores e produtos.

Capacidade das Baterias

A unidade básica é uma bateria de 12V/100Ah, totalizando 1,2 kWh. Este fato pode ser visto como uma deficiência do modelo que prejudica os sistemas fotovoltaicos

---

[208] O custo do kW instalado inclui o grupo gerador, as obras civis, o quadro elétrico, transformador elevador etc.

que necessitem de baterias de capacidade pouco superior à da unidade básica. Neste caso, o modelo assumirá que duas unidades em paralelo serão necessárias, mesmo que subutilizadas. Adotou-se que os ciclos diários de descarga serão de 20%.

Controlador de Carga

O modelo considera que cada sistema utiliza um controlador de carga.

Inversor

Apenas sistemas de potência superior a 75Wp utilizam inversores, de acordo com o modelo. Para sistemas de potência acima de 75Wp e inferior a 200Wp, considera-se que o inversor tem potência de 300Watts. Para sistemas de potência superior a 200Wp o inversor terá potência igual a 1,5 vezes a potência do painel fotovoltaico.

Parâmetros de Custo

Os principais componentes de um sistema fotovoltaico apresentam parâmetros de custo independentes: Módulos (R$/Wp); Controladores (R$/unidade); Inversores (R$/kW); Baterias (R$/kWh); e BoS[209] (R$/Wp).

6.3.5 Tarifa de Energia

Optou-se por definir, para os sistemas fotovoltaicos distribuídos, tarifas diferenciadas de venda de energia para o consumidor final. Todas as tarifas são expressas em *R$/MWh.* Para a extensão de rede, o modelo considera também a aquisição, pela distribuidora, da energia elétrica a ser distribuída. A tarifa cobrada do consumidor produtivo também é sempre idêntica àquela associada ao atendimento pela rede ou sistema diesel.

Tarifa de Equivalente Hidráulico

Além das tarifas já mencionadas, o modelo também considera, para efeito de avaliação da contribuição da CCC, a tarifa de equivalente hidráulico. Conforme descrito

---

[209] Sigla associada à expressão em inglês *Balance of System*. Este parâmetro permite que estimemos os gastos com material adicional necessário para a instalação dos sistemas fotovoltaicos: fiação, proteções mecânica e elétrica, estruturas etc.

no Capítulo 5, esta tarifa é simbólica e reflete o custo evitado de aquisição, pelas concessionárias beneficiárias desta Conta, da energia do sistema interligado.

6.3.6 Incentivos

Apenas a CCC é considerada pelo modelo. Outros incentivos que podem ser incluídos são: créditos de emissões evitadas de gases de efeito-estufa e o impacto dos valores normativos caso a concessionária esteja negociando com um produtor independente.

CCC

Este instrumento já foi detalhadamente descrito no Capítulo 5. O modelo prevê o benefício do incentivo mas não inclui o rateio do ônus, uma vez que como beneficiário, o gerador passa automaticamente a contribuir para o rateio. A não inclusão do ônus é porque o valor associado é muito baixo.

A CCC pode ser aplicada tanto aos sistemas fotovoltaicos distribuídos quanto à geração a base de óleo diesel. Para cada um destes casos, o modelo considera um consumo específico (litros/kWh) diferente. O modelo também considera o fator multiplicador K (igual a 0,9 até 2007), o limite de tempo estabelecido pela resolução ANEEL 245/99 de oito anos para o caso da energia solar e o prazo previsto para extinção da CCC para sistemas isolados, prevista para 2013.

6.3.7 Parâmetros Financeiros

Financiamentos

De forma a contemplar condições diferenciadas de financiamento para cada uma das alternativas (rede, diesel e fotovoltaica), montou-se uma pasta para cada uma delas onde o usuário pode escolher valores para os seguintes parâmetros: prazo (Anos),

carência (Anos), taxa de juros[210], parcela de capital próprio (%), parcela a fundo perdido (%) e custo referencial por ligação[211] (R$).

Taxa de Interesse

Uma taxa de interesse foi definida para permitir uma comparação das alternativas. Esta taxa é usada para o cálculo do valor presente líquido dos fluxos de caixa.

6.3.8 Fluxo de Caixa

Em função da vida útil de alguns componentes[212,] considerou-se um fluxo de caixa de 25 anos. Além do financiamento e do aporte de capital próprio pela concessionária, complementar ao financiamento através do Programa Luz no Campo, considerados no ano zero, são os seguintes os componentes do fluxo de caixa.

Receitas

As receitas consideradas são provenientes das seguintes fontes:

- Tarifa de suprimento de energia elétrica, diferenciada (ou não) pela fonte de energia;
- Benefício proveniente da CCC para as situações aplicáveis (geração isolada a diesel, sistemas fotovoltaicos distribuídos).

Despesas

São as seguintes as despesas consideradas no fluxo de caixa do modelo:

- Operação e manutenção dos sistemas;
- Aquisição dos equipamentos;
- Pagamento do financiamento.

---

[210] Além da taxa de juros, o modelo considera outros parâmetros aplicáveis a concessões de financiamento com recursos da RGR, conforme Manual do Programa Luz no Campo (ELETROBRÁS, 1999).

[211] Conforme definido pelo Programa Luz no Campo, que estabelece um limite máximo de R$3.200,00 por ligação (ver capítulo 2). O modelo apenas alerta quando este valor é ultrapassado.

[212] A vida útil considerada para cada um dos equipamentos foi: baterias = 4 anos; extensão de rede > 25 anos; módulo fotovoltaico = 25 anos; grupo gerador = 25 anos; controlador de carga = 10 anos; inversor = 10 anos.

6.3.9 Saídas do Modelo

A exemplo de CABRAAL et al. (1996), os resultados serão plotados, para cada combinação dos parâmetros (cenários – ver Tabela 45), na forma de gráficos cujos eixos serão a dispersão e o número de consumidores de uma dada localidade[213]. O objetivo é identificar os nichos de aplicação de cada uma das alternativas de suprimento consideradas. Embora não explorados neste trabalho, onde a preocupação central é a análise comparativa da atratividade da eletrificação rural através de cada tecnologia, a planilha elaborada é capaz de fornecer uma série de resultados intermediários úteis para um entendimento mais aprofundado da análise (viabilidade econômica, custo por consumidor atendido, consumo de óleo diesel, entre outros).

Para identificar a melhor alternativa para o empreendedor, trabalhou-se com o valor presente líquido do empreendimento[214]. Buscou-se contabilizar todas as receitas e despesas, exceto, conforme antecipado, o custo de mão de obra. Os resultados da aplicação do modelo aqui descrito podem ser vistos na seção 6.5 para as diversas situações estudadas. Os gráficos lá apresentados indicam comparações baseadas no VPL do empreendimento (estes gráficos estão identificados como *Investimento).* Para que possamos, no entanto, ter uma idéia da atratividade de cada alternativa em função da quantidade de energia produzida, incluiu-se gráficos em que o VPL encontra-se normalizado (estes gráficos estão identificados como *Energia).* Esta segunda forma de exteriorização é útil apenas quando há equivalência de serviço, ou seja, para os cenários *Referência* e *Otimista.* Quando há equivalência de consumo, a quantidade de energia produzida por todas as alternativas em um dado cenário é idêntica.

6.4. Definição de Cenários para Análise

Devido ao elevado número de combinações possíveis para os parâmetros considerados no modelo e listados na Tabela 45, optou-se por definir 3 cenários:

---

[213] CABRAAL et al. (1996) analisa a situação na Indonésia, variando os parâmetros da seguinte forma: número de residências atendidas: 0-1000 residências; densidade de consumidores: 50–150 domicílios por km^2; distância vila-rede: 3 cenários - 3km, 5km e isolada.

[214] O gráfico aponta, para um dado conjunto de parâmetros, a opção cujo VPL do fluxo de caixa global do projeto é máximo, ou seja, aquele empreendimento que dá melhor retorno para o investidor.

Referência, Otimista e Pessimista. O valor atribuído a cada um dos parâmetros para cada cenário é mostrado na Tabela 45.

Tabela 45: Parâmetros Utilizados na Análise Financeira para os 3 Cenários Definidos

Parâmetro	Variação (Cenários)			Unidade
	Referência	Otimista[215]	Pessimista	
Parâmetros Financeiros				
Gerais				
Taxa de Desconto	15	18	12	%aa
Financiamento para Extensão de Rede/Diesel				
Taxa de Juros	PLC[216]	PLC	PLC	%aa
Prazo	10	10	10	Anos
Carência	2	2	2	Anos
Financiamento para Sistemas Fotovoltaicos				
Taxa de Juros	PLC	PLC	PLC	%aa
Prazo	10	10	10	Anos
Carência	2	2	2	Anos
Custos				
Gerais				
Tarifa de Eq. Hidráulico	25,42	25,42	25,42	R$/MWh
Extensão de Rede				
Transformador	400	450	350	R$/kVA
Rede de Média Tensão[217]	4.300	8.200	4.300	R$/km
Rede de Baixa Tensão[218]	6.600	8.200	6.600	R$/km
Conexão	150	200	100[219]	R$/Cons
Energia Compra	60	65	55	R$/MWh
Energia Venda[220]	0,09	0,08	0,11	R$/kWh
Grupo Gerador Diesel				
Gerador Instalado	1000	1100	900	R$/kVA
Óleo Diesel	0,75	0,80	0,70	R$/litro
Percentual de Reposição[221]	35	50	25	%
Energia Venda	0,09	0,08	0,11	R$/kWh
Sistemas Fotovoltaicos[222]				
Módulo Fotovoltaico	8	7	9	R$/Wp
Bateria	180	150	210	R$/kWh
Controlador de Carga	180	150	210	R$/unidade
Inversor	1000	850	1150	R$/kW
Balanço do Sistema	2	1,5	2,5	R$/Wp
Energia Venda	0,25[223]	0,25	0,11	R$/kWh

[215] Cenário mais conveniente para a introdução em larga escala da energia solar fotovoltaica.

[216] Condições definidas para o Programa Luz no Campo, conforme descrito no capítulo 2.

[217] Conforme Tabela 11 – capítulo 2. Rede monofilar com retorno por terra.

[218] Conforme Tabela 11 – capítulo 2.

[219] Padrão simplificado, considerando o uso de medidor de ampère-hora desenvolvido pelo CEPEL.

[220] Variação em função da região do País, conforme Tabela 10 – capítulo 2.

[221] Percentual do investimento inicial gasto a cada 5 anos com peças de reposição.

[222] Conforme apresentado na seção 3.4 para o PRODEEM (ver Figura 12 e Figura 13).

[223] Considerando o fator multiplicativo de 2,75, conforme discutido na seção 6.2.2.

Parâmetro	Variação (Cenários)			Unidade
	Referência	Otimista[215]	Pessimista	
Consumidor Produtivo	0,09	0,08	0,11	R$/kWh
Parâmetros Técnicos				
Gerais				
Consumidores Produtivos	0 - 1	0	0 - 1	---
Consumo por Consumidor Produtivo	1000	1000	1000	kWh/mês
Extensão de Rede				
Distância Rede-Vila	5	10	3	km
Fator de Diversidade	1,3	1,3	1,3	---
Consumo Médio	18	15	6,6 - 30	kWh/mês/Cons
Potência por Consumidor	0,5	0,5	0,5	kVA/Cons
Grupo Gerador Diesel				
Consumo Médio	18	15	6,6 - 30	KWh/mês
Consumo Específico	0,35	0,40	0,30	litros/kWh
Fotovoltaico				
Consumo Médio	6,6	4,8[224]	6,6 - 30	kWh/mês/Cons
Energia Gerada pelo Painel	73,3	73,3	90[225]	KWh/kWp/mês

Vale aqui fazer uma observação quanto ao financiamento através do Programa Luz no Campo. Na prática, as concessionárias estão arcando com apenas uma pequena parte do ônus da dívida com a Eletrobrás, cabendo a maior parte aos governos estaduais. Isto gera uma distorção na análise quando tentamos comparar as condição do Luz no Campo com outras linhas de financiamento disponíveis nacional e internacionalmente. Para acomodar esta situação no modelo proposto, o usuário pode definir o percentual do financiamento que foi concedido a fundo perdido para cada uma das alternativas. No entanto, com a aprovação da obrigação da universalização, é de se esperar que esta situação mude e que o concessionário passe a implementar os projetos de acordo com as regras originalmente definidas para o Programa (até 75% financiado, limitados a R$3.200,00 por ligação).

6.5. ***Resultados***

Conforme descrito anteriormente, a análise comparativa está calcada em saídas gráficas da planilha implementada em MS EXCEL, levando em conta todos os parâmetros aqui apresentados e detalhados.

---

[224] Equivalente a um sistema de 65 Wp, conforme sugestão da APAEB. Após vários anos de gestão de um projeto de eletrificação rural com sistemas PV a APAEB acredita que esta é a potência ideal para o seu mercado.

[225] Sistemas maiores são mais eficientes.

As condições de financiamento utilizadas nos 3 cenários são idênticas. Isto porque o arranjo que o Programa Luz no Campo tem feito com os estados implica condições muito favoráveis para a concessionária. Os 75% que seriam financiados às concessionárias são recebidos, na verdade, a fundo perdido. Os estados beneficiados assumem o ônus da dívida junto à Eletrobrás. Considerou-se que os 25 % restantes são aporte de capital próprio pelas concessionárias. Em alguns casos, a participação das concessionárias pode ser ainda menor. Uma deficiência do modelo é não indicar nos gráficos gerados quando o custo referencial por ligação do PLC foi ultrapassado, embora a planilha financeira indique a ocorrência desta situação. No entanto, pode-se adiantar que este limite será ultrapassado nas localidades de concentração populacional muito baixa caso opte-se extensão de rede ou geração a diesel. Nestes casos, apenas sistemas fotovoltaicos adequadamente dimensionados atenderão a esta restrição.

Os resultados que serão apresentados a seguir mostram que os sistemas fotovoltaicos já são plenamente competitivos mas que as características do mercado e avanços tecnológicos devem ser cuidadosamente estudados. Mas o mais interessante é que mesmo no cenário mais pessimista os sistemas fotovoltaicos podem ter nichos bastante significativos, bastando para isso que a expectativa de consumo seja baixa (inferior a 10 kWh/mês). Este valor pode ser bastante realista se assumirmos que acessórios de alta eficiência estão sendo utilizados.

Os resultados também indicam valores quase sempre negativos para o VPL, ou seja, apesar do grande incentivo do PLC, a concessionária continua tendo prejuízo mesmo quando investe apenas 25% de capital próprio e recebe os outros 75% a fundo perdido.

As cores indicam, nas figuras a seguir, a alternativa ótima para cada combinação dos parâmetros de entrada[226]:

Sistemas Fotovoltaicos – Cor Azul

Grupo gerador a diesel – Cor Vermelha

Extensão de Rede – Cor Amarela

---

[226] As legendas, embora também sirvam para identificar cada uma das alternativas, devem ser desconsideradas. Os valores 0-1 correspondem aos sistemas fotovoltaicos; 1-2 ao diesel; e 2-3 à extensão de rede.

6.5.1 Cenário Referência

As principais características deste cenário são apresentadas a seguir:

- Equivalência de serviço entre os sistemas fotovoltaicos e as demais opções;
- Consumo domiciliar definido em função do perfil médio calculado a partir das informações contidas em GOUVELLO (1997) (ver Tabela 42);
- Tarifa diferenciada para a energia gerada pelos sistemas fotovoltaicos (adotou-se o fator multiplicador calculado na seção 6.2.2);
- Custo da extensão de rede conforme cotação de cooperativa de eletrificação rural pernambucana;
- Distância entre a rede existente e a vila de 5 km.

Para enriquecer a análise e contemplar a preocupação do pessoal envolvido com programas de eletrificação rural, considera-se a existência ou não de um consumidor produtivo (1000 kWh/mês).

Sem Consumidor Produtivo

Nota-se na Figura 23 que os sistemas fotovoltaicos apresentam um nicho muito bem definido para o cenário Referência nas condições de baixa concentração de consumidores. Por outro lado, verifica-se na Figura 24 que a ótica de normalizar o valor presente líquido do fluxo de caixa pela quantidade de energia gerada por cada alternativa, pode distorcer a análise, mascarando a vantagem de adotar-se a tecnologia fotovoltaica.

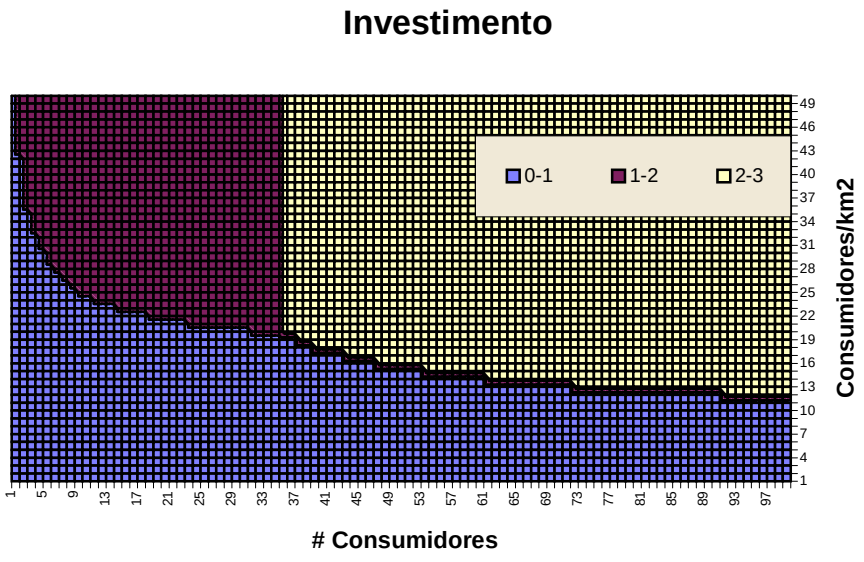


Figura 23: Nichos de Mercado - Cenário Referência, sem consumidor produtivo (Investimento)

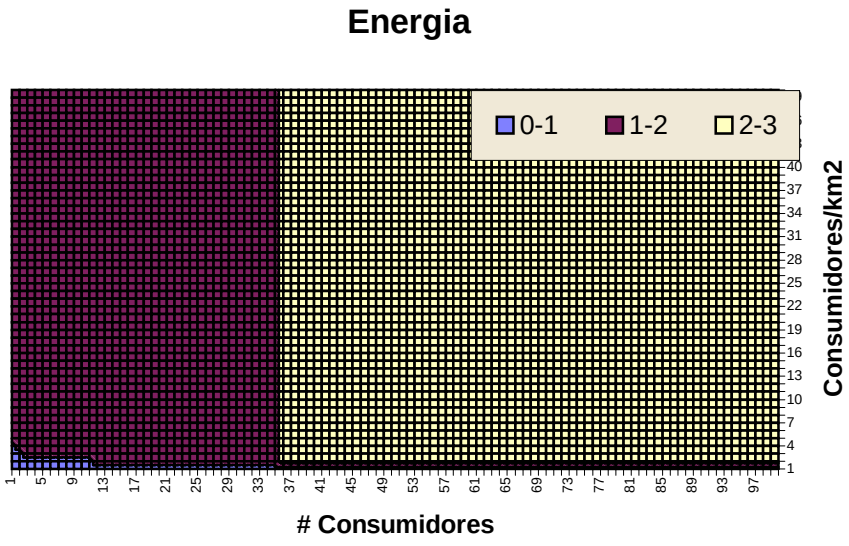


Figura 24: Nichos de mercado - Cenário Referência, sem consumidor produtivo (Energia)

Com Consumidor Produtivo

Situação idêntica à anterior (Figura 23 e Figura 24) exceto pela inclusão de um consumidor produtivo (1000kWh/mês). É interessante notar que, para a opção fotovoltaica, a inclusão de um sistema complementar baseado no uso de resíduos de biomassa para atender ao consumidor produtivo, pode ser fundamental para melhorar sua competitividade. O uso da biomassa, cujo custo de geração pode ser inferior ao do

diesel, credencia este sistema de geração complementar aos benefícios da CCC. Os nichos para os sistemas fotovoltaicos ficam ainda mais representativos, conforme mostrado na Figura 25 e na Figura 26.

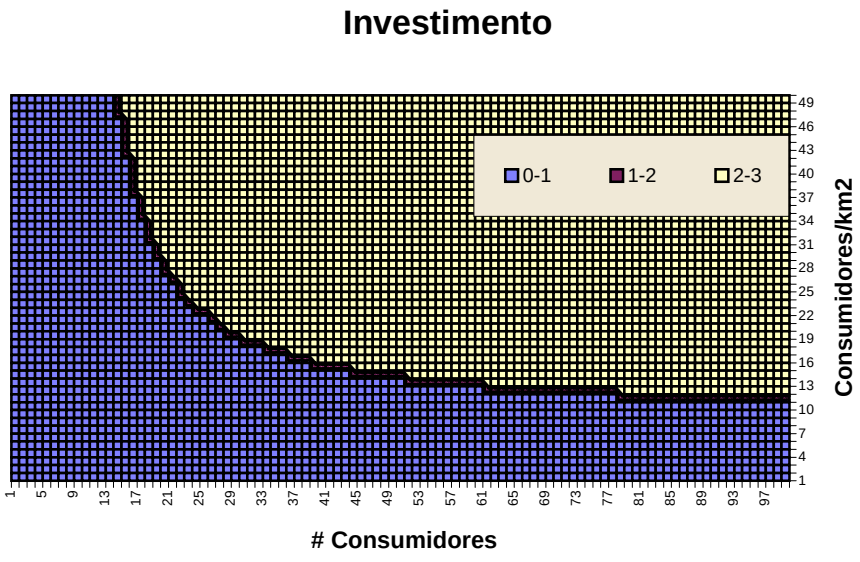


Figura 25: Nichos de mercado - Cenário Referência, com consumidor produtivo (Investimento)

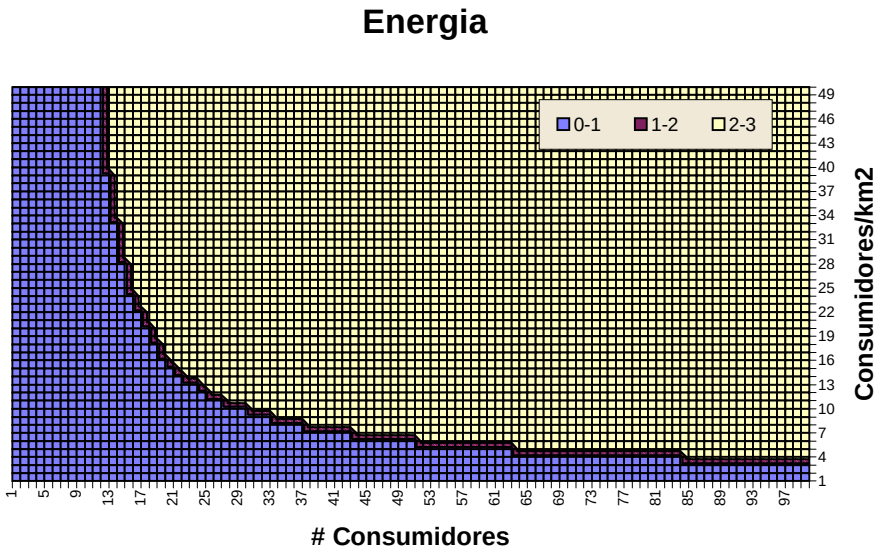


Figura 26: Nichos de mercado - Cenário Referência, com consumidor produtivo (Energia)

6.5.2 Cenário Pessimista

Cabe mencionar que explora-se, neste cenário, a perspectiva de equivalência de consumo[227], diferentemente dos demais onde trabalha-se com a equivalência de serviço. A tarifa também é idêntica, não havendo privilégio para a geração fotovoltaica. Para enriquecer a análise optou-se por investigar algumas possibilidades de consumo mensal, fato que pode ser decisivo na escolha da tecnologia. As principais características deste cenário, além daquelas já listadas acima, são apresentadas a seguir:

- Custo da extensão de rede conforme cotação de cooperativa de eletrificação rural pernambucana;
- Distância entre a rede existente e a vila de 3 km;
- Estimativa para os demais parâmetros de forma a piorar as condições de competitividade da energia solar.

Para este cenário os gráficos de *Energia* são idênticos aos gráficos de *Investimento* para a mesma situação.

Consumo mensal de 6,6 kWh

A Figura 27 mostra que mesmo para condições bastante adversas, os sistemas podem ser competitivos quando os consumidores apresentam consumo muito baixo.

---

[227] Mesmo consumo em kWh/mês para cada consumidor, independentemente da tecnologia adotada.

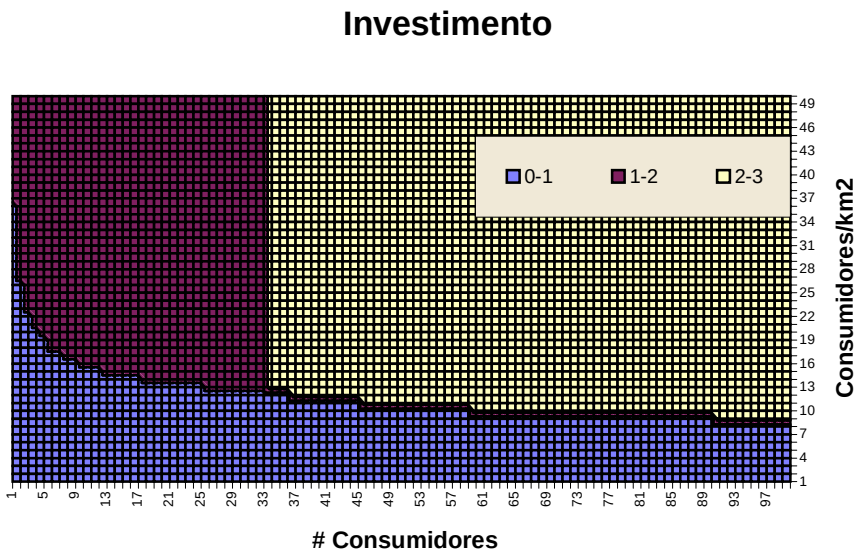


Figura 27: Nichos de mercado - Cenário Pessimista, sem consumidor produtivo, consumo mensal de 6,6 kWh

Consumo mensal de 15 kWh

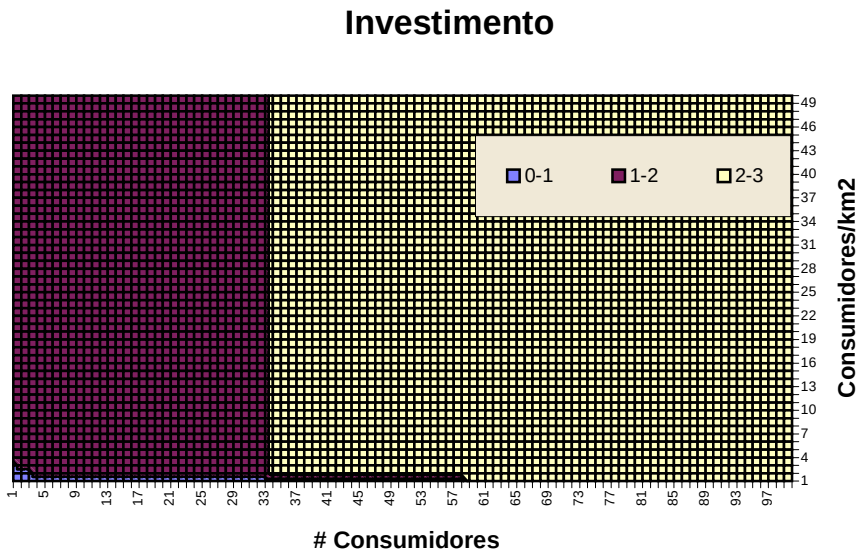


Figura 28: Nichos de mercado - Cenário Pessimista, sem consumidor produtivo, consumo mensal de 15 kWh

Consumo mensal de 30 kWh

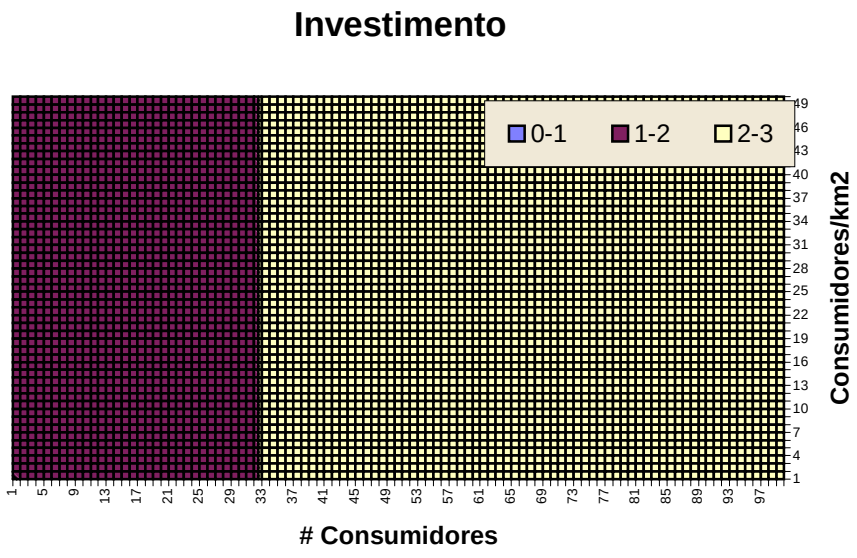


Figura 29: Nichos de mercado - Cenário Pessimista, sem consumidor produtivo, consumo mensal de 30 kWh

6.5.3 **Cenário Otimista**

As principais características deste cenário são apresentadas a seguir:

- Equivalência de serviço entre os sistemas fotovoltaicos e as demais opções;
- Consumo domiciliar definido em função de recomendação da APAEB sobre a potência ideal para um sistema fotovoltaico domiciliar;
- Tarifa diferenciada para a energia gerada pelos sistemas fotovoltaicos (adotou-se o fator multiplicador calculado na seção 6.2.2);
- Custo da extensão de rede conforme expectativa de valor médio pelo PLC;
- Distância entre a rede existente e a vila de 10 km;
- Estimativa para os demais parâmetros de forma a melhorar as condições de competitividade da energia solar.

Para Investimento a análise indicou que a opção fotovoltaica é a que apresenta menor custo em toda a faixa de valores considerada: número de consumidores 1-100; densidade de consumidores 1-50 consumidores por quilômetro quadrado, conforme mostrado na Figura 31. Mesmo quando normalizamos pela energia produzida os sistemas fotovoltaicos ainda garantem um nicho significativo, como pode ser visto na Figura 30.

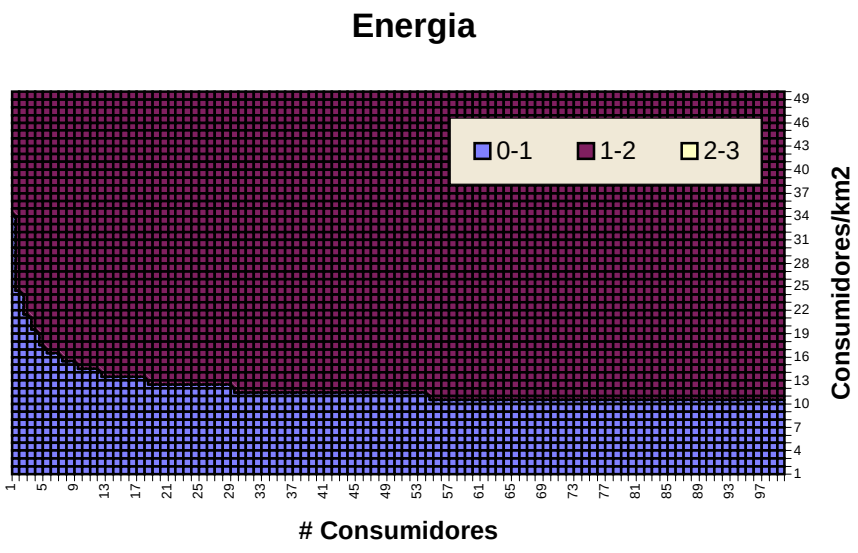


Figura 30: Nichos de mercado - Cenário Otimista (Energia)

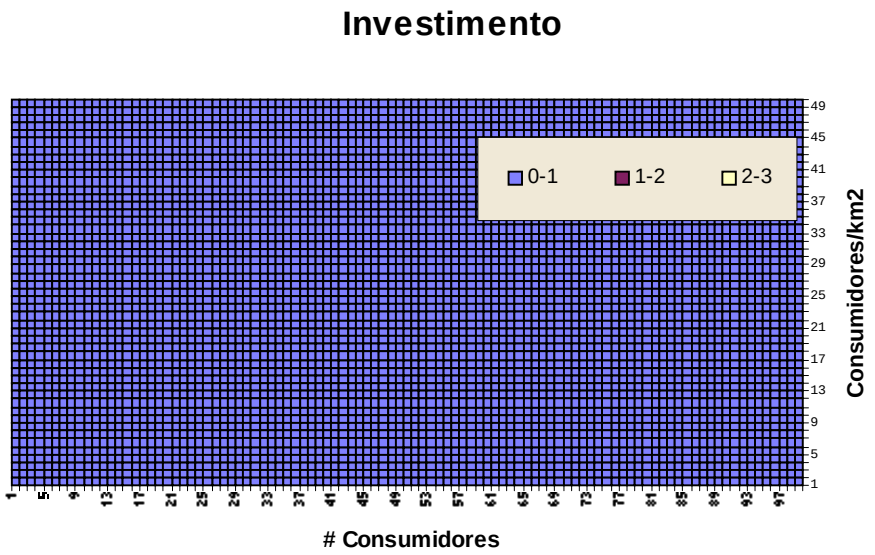


Figura 31: Nichos de mercado - Cenário Otimista (Investimento)

7. Conclusões e Recomendações[228]

Segundo a PNAD realizada em 1999, aproximadamente 2 milhões de domicílios rurais brasileiros não possuem energia elétrica. Some-se a este total, uma boa parcela dos domicílios rurais dos estados da região norte (Acre, Amapá, Amazonas, Pará, Rondônia e Roraima), não abrangidos pela PNAD/99. Em 1997, estes estados possuiam aproximadamente 600 mil domicílios rurais. A média nacional de habitantes por domicílio (urbano e rural) está em torno de 4 (habitantes/domicílio), sendo superior a este valor em áreas rurais. Portanto, é razoável pensar que mais de 10 milhões de brasileiros vivendo em zonas rurais não têm acesso a nenhuma forma de suprimento de energia elétrica. Este trabalho partiu de uma análise deste mercado e de alternativas de suprimento compatíveis com as especificidades destes consumidores.

Pelos resultados apresentados neste trabalho pode-se afirmar que a tecnologia fotovoltaica pode ser um fortíssimo aliado das concessionárias de energia elétrica na implementação do seu plano de metas de universalização de serviço, seja através da pré-eletrificação, seja através do atendimento definitivo nas áreas em que os consumidores estão mais dispersos e/ou situados a distâncias proibitivas da rede de distribuição existente. Dependendo de algumas características das localidades a serem atendidas e do perfil dos consumidores, a tecnologia fotovoltaica é viável mesmo quando não consideramos algumas externalidades positivas resultantes do seu uso[229].

Para apoiar a concessionária na identificação do papel dos sistemas fotovoltaicos distribuídos, foi desenvolvido um modelo matemático a partir de um vasto conjunto de parâmetros, detalhados no Capítulo 6. Este modelo, aplicado a diversas combinações dos parâmetros de entrada (variando entre visões favoráveis e adversas para a aplicação em larga escala da tecnologia fotovoltaica para eletrificação rural no Brasil) revelou os nichos de mercado para as alternativas consideradas: sistemas fotovoltaicos distribuídos, grupo gerador diesel e extensão da rede de distribuição. Três cenários foram estudados: *Referência*, *Otimista* e *Pessimista*. As saídas gráficas indicam os nichos de mercado de

---

[228] Estas conclusões são fruto das análises aqui apresentadas mas refletem, também, inúmeras discussões do autor com diversos atores do cenário das fontes renováveis no Brasil. Este trabalho tenta consolidar diversas partes de informação que encontravam-se dispersas nas mentes, relatórios etc.

[229] Créditos de emissões evitadas de carbono, por exemplo, não foram incluídos.

cada alternativa tecnológica, tendo o custo da energia produzida (kWh) ou o investimento total como pano de fundo. De fato, o que interessa é o investimento[230]. Portanto, os comentários a seguir refletem as saídas gráficas obtidas para *Investimento*, destacando, para cada conjunto de parâmetros, a opção tecnológica que apresenta o valor presente líquido do fluxo de caixa mais favorável para o empreendedor. A ótica de normalizar o investimento pela quantidade de energia gerada por cada alternativa pode distorcer a análise, mascarando a vantagem de adotar-se a tecnologia fotovoltaica.

Para o cenário *Referência*, que reflete a situação atual de custo de equipamentos, incentivos, tarifas etc., constatou-se que para densidades abaixo de 10 consumidores/km^2, sistemas fotovoltaicos são a melhor alternativa. Para comunidades com menos de 30 consumidores, os sistemas PV são a melhor opção para densidades de até 20 consumidores/km^2. Outra constatação muito interessante dos resultados da análise foi que a inclusão de um sistema de aproveitamento de biomassa para atendimento de um consumidor produtivo pode implicar uma maior competitividade dos sistemas fotovoltaicos dispersos.

Uma visão mais *Otimista*, refletindo um conjunto de parâmetros mais favoráveis aos sistemas PV, indicou que estes podem ser a melhor opção para toda a faixa de densidade e número de consumidores considerados (até 100 consumidores e até 50 consumidores/km^2). Mesmo para o cenário *Pessimista* verificou-se que para baixos valores de consumo residencial (até 15 kWh/mês/consumidor), existem nichos para a aplicação de SFs.

Portanto, as concessionárias devem (ou deveriam) estar calculando a parcela de contribuição que os SFs podem dar para o cumprimento de suas metas de universalização do serviço de energia elétrica, em particular na eletrificação rural. Para isso deveriam estar definindo, através de um sistema de informação geográfica (SIG), a área de influência da rede de distribuição já existente e a localização dos consumidoresa ainda não atendidos[231]. Este mapeamento será crucial na identificação da solução mais adequada e de menor custo. É fundamental frisar que tradicionalmente trabalha-se com

---

[230] Valor Presente Líquido do fluxo de caixa. Como trabalha-se com a perspectiva de equivalência de serviço, baseada em diferentes níveis de eficiência no uso final da energia para usuários da rede tradicional ou de sistemas fotovoltaicos autônomos, os gráficos de investimento são mais representativos da realidade.

[231] A COELBA já vem conduzindo este tipo de levantamento no estado da Bahia, com apoio do governo estadual.

foco distorcido pois o atendimento de um novo consumidor é, muitas vezes, decidido pela conveniência da oferta[232] e não da demanda, como seria de se esperar. O impacto social de um programa de eletrificação rural pode ser drasticamente reduzido em função disso.

UNDP (1994) afirma que a atuação das concessionárias dentro dos programas de eletrificação rural - baseados em sistemas fotovoltaicos - existentes no mundo pode ser essencialmente nula, como em alguns projetos de bombeamento de água, até exercer um papel central, como no caso do programa de eletrificação rural do México. No entanto, muitas vezes sua cultura e estruturas tipicamente centralizadas não são vantajosas a priori. Seu envolvimento em projetos que fazem uso de sistemas descentralizados requer um certo nível de adaptação do seu modo tradicional de operação. Por outro lado, UNDP (1994) sustenta que programas de aplicação em larga escala de sistemas distribuídos para eletrificação rural requerem um nível mínimo de coordenação com a concessionária e seu programa de extensão de rede. Na prática, a universalização fará com que um modelo institucional que foi muito criticado no início da década de 90 seja repensado: o do envolvimento das concessionárias em projetos de eletrificação rural com sistemas fotovoltaicos. O envolvimento das concessionárias parece irremediável, a menos que haja permissão ou que esta estabeleça acordos/parcerias com outros agentes.

Segundo GTZ (1992), parcerias com instituições locais (ONGs, cooperativas, associações, empresas privadas etc.) que estão atuando para eliminar outros déficits estruturais na zona rural (estradas, suprimento de água potável, educação etc.) devem ser encorajadas para reduzir os custos administrativos do empreendedor que decidir explorar este mercado. Isto reforça a importância de que a concessionária estabeleça parceria com agentes locais que já dispõem desta infra-estrutura e que podem diluir estes custos, além de apresentarem relação mais íntima com a população.

A disponibilidade de recursos com condições diferenciadas, privilegiando a aplicação de tecnologias limpas, pode alterar ainda mais a situação, deixando ainda mais evidente a vantagem de se partir para a tecnologia fotovoltaica ou outras fontes renováveis de energia. No Brasil existem duas linhas de financiamento atualmente em discussão que poderiam resultar na disponibilização de crédito da ordem de centenas de

---

[232] Atendendo-se aqueles consumidores que estão dentro da zona de influência da rede de distribuição existente.

milhões de dólares para eletrificação rural com sistemas fotovoltaicos: MME/Banco Mundial e JETRO/MITI Japão.

7.1. ***Elementos para Definição de uma Política de Eletrificação Rural com Sistemas Fotovoltaicos Distribuídos***

É fundamental que os mentores das políticas públicas percebam que alternativas descentralizadas podem representar menor ônus para o conjunto de cidadãos brasileiros e que sistemas fotovoltaicos podem representar um avanço significativo na qualidade de vida da população rural que ainda usa lamparinas para iluminação de suas residências e gasta suas parcas economias para adquirir pilhas e óleo diesel. Deve-se diminuir a resistência ao uso em larga escala de sistemas fotovoltaicos, dando a esta tecnologia tratamento mais isonômico. Enquanto muitos beneficiários da eletrificação rural convencional recebem subsídios, espera-se que usuários de sistemas fotovoltaicos paguem pela maior parte dos custos dos seus sistemas (CABRAAL et al., 1996). Isto vai totalmente contra a idéia da universalização de serviços. No Brasil, enquanto alguns esforços vêm sendo realizados no sentido de se garantir igualdade de condições (financiamento com as mesmas condições no âmbito do Programa Luz no Campo, sub-rogação da CCC para aproveitamentos de recursos energéticos renováveis[233], definição de valores normativos diferenciados[234], entre outros) ainda se nota resistência de alguns segmentos, principalmente as concessionárias. Cabe também aos mentores das políticas públicas evitar que continuemos a implantar programas de eletrificação rural que insistam na conveniência da oferta. A priorização dos programas de eletrificação rural deve se dar pelo potencial impacto social e econômico.

É bastante provável que programas de eletrificação rural em curso representem ônus desnecessário para o Estado e para o conjunto de consumidores do País por não considerarem a opção de sistemas distribuídos. Um programa arrojado deveria

---

[233] Mas mesmo este mecanismo discrimina as fontes renováveis de energia ao estabelecer um fator de desconto e limitar o número de mensalidades e o valor global do benefício, conforme explicado no capítulo 5.

[234] Esta situação mudará quando a decisão da Câmara de Gestão da Crise sobre os valores normativos for implementada. Eles deixam de estar associados à fonte de energia e passam apenas a variar regionalmente.

considerar a combinação de tecnologias. A escolha da alternativa tecnológica deve ocorrer sem que se esqueça dos seguintes fatores:

- Energia limitada como fator inibidor do desenvolvimento – aqui deve-se fazer uma análise isenta do mercado a ser atendido, não atribuindo ao mercado uma perspectiva de crescimento que nunca se verificará apenas para justificar no presente projetos de extensão de rede inviáveis ou que podem ser adiados. A geração complementar a partir de outros recursos energéticos disponíveis localmente (biomassa, por exemplo) pode ser considerada, contribuindo para reduzir possíveis impactos da restrição do suprimento pelos sistemas fotovoltaicos a aplicações produtivas;
- Energia ilimitada como fator estimulador do desperdício[235] - evitar que a disponibilidade irrestrita de energia acabe implicando o uso ineficiente. Para obter retorno de um investimento mais caro a concessionária pode estimular o consumo;
- A discriminação dos consumidores deve ser evitada e as ações devem ser integradas – consumidores não devem ser discriminados porque encontram-se mais distante da rede de distribuição. Além disso, deve-se buscar desenvolvimento integrado. Diversos avanços já foram verificados mas ainda corremos o risco de termos ações desencontradas e que não contemplem o desenvolvimento integrado das localidades. O descolamento entre eletrificação e desenvolvimento poderá se repetir, como já constatado pelo PRODEEM no caso das escolas;
- Tarifa para usuários dos sistemas fotovoltaicos - deve estar associada ao benefício[236] como acontece com os consumidores conectados à rede de distribuição na mesma região;

---

[235] Lâmpadas incandescentes utilizadas indiscriminadamente, deixadas continuamente acesas, e refrigeradores com isolamento térmico completamente comprometido são encontrados facilmente em qualquer incursão à zona rural. A cobrança da taxa mínima que, em função da crise de oferta, está sendo temporariamente abolida contribui para a artificialidade do mercado rural, seja pela não medição e cobrança automática da taxa mínima, seja pelo não interesse em economizar por quem consome menos do que 30kWh/mês (conexão monofásica).

[236] Pode-se trabalhar com classes de consumo, com uma configuração de sistema fotovoltaico compatível com a demanda e expectativas de cada estrato de consumidores.

- Localização dos consumidores - para permitir a análise otimizada deve-se tornar obrigatório o mapeamento dos consumidores a serem atendidos e a agência reguladora deve ter acesso a estes dados no momento em que estiver julgando o plano de metas ou o desempenho de uma dada concessionária;
- As concessionárias, mesmo que venham a formar parcerias com agentes locais, devem ser responsáveis pela manutenção dos sistemas, treinamento dos usuários, reciclagem das baterias, entre outros;
- Lições do passado - O PRODEEM contratou um diagnóstico que levou ao campo equipes especializadas para avaliar a primeira fase do Programa. Estas equipes realizaram um esforço hercúleo para visitar os sistemas, gerando um riquíssimo banco de dados. No entanto, estes resultados ainda não foram amplamente debatidos;
- Benefícios ambientais também podem ser auferidos da utilização de sistemas fotovoltaicos para eletrificação rural, embora a contribuição para a mitigação da emissão de gases de efeito-estufa, por exemplo, seja apenas modesta;
- Ao contrário do que possa parecer, a adoção do uso em larga escala dos sistemas fotovoltaicos fazendo uso da CCC não traria impacto significativo para esta conta. Se pensarmos que 10% do mercado rural venham a ser atendidos por sistemas fotovoltaicos temos um desembolso total aproximado (VPL) de 30 milhões de reais. Isto é muito pouco se comparado com o dispêndio atual da CCC. Cabe lembrar que este valor é muito menor do que o dispêndio que seria verificado caso se optasse por geração a diesel (representa apenas 27% do subsídio que seria dado ao gerador que fizesse uso do óleo diesel para suprir a mesma parcela do mercado – aproximadamente 110 milhões de reais). A diferença é função da eficiência no uso final da energia e dos mecanismos embutidos na resolução ANEEL-245/99 para reduzir os dispêndios da CCC.

7.2. ***Sugestões para a ANEEL***

A partir das sugestões listadas anteriormente, que poderiam balizar a definição de uma política para o uso em larga escala de sistemas fotovoltaicos para universalização do serviço de energia elétrica no Brasil, caberia à ANEEL definir a base regulatória. Portanto, apresenta-se a seguir algumas sugestões para a agência reguladora.

Tarifas e Padrão de Qualidade

A maior eficiência no uso final da energia pelos usuários de sistemas fotovoltaicos (lâmpadas fluorescentes ao invés de incandescentes, por exemplo) poderia justificar um valor superior para o kWh fornecido por sistemas fotovoltaicos. Cálculos realizados no capítulo 6 indicaram uma relação de 2,75 vezes. Este fator poderia ser periodicamente calculado e publicado pela ANEEL.

As diferenças intrínsecas dos sistemas fotovoltaicos distribuídos vão exigir a definição de padrões de qualidade específicos, a exemplo do DEC e FEC, definidos para cada concessionária e cada região ou tipo de consumidor. A UNIFACS (Universidade Salvador) e o IEE/USP já vêm trabalhando no sentido de se definir propostas de regulação para a qualidade da energia gerada por sistemas fotovoltaicos autônomos e interconectados à rede.

Dúvidas na interpretação da minuta da resolução da universalização ou outros instrumentos regulatórios analisados

Quanto à minuta da resolução de universalização discutida em audiência pública em Outubro de 2000, alguns pontos carecem de maiores esclarecimentos:

- A minuta não prevê a condição em que um usuário recebe um sistema fotovoltaico em caráter provisório, ou seja, este consumidor está na área de influência da rede existente e será interconectado dentro da vigência do Plano de Metas de Universalização. Neste caso a concessionária vai se beneficiar pelo menos do adiamento do investimento na extensão da rede de distribuição.
- Ao estipular a meta anual, qual a referência a ser utilizada: o mercado projetado para o final do quinto ano ou as metas anuais vão sendo atualizadas em função do crescimento do mercado?
- O que acontece com os consumidores que surgirem após os cinco anos da vigência da resolução?

Deve-se definir fronteiras claras para a aplicação das resoluções 245/99 e 233/99, ambas descritas no capítulo 5. Até hoje não existe um instrumento que indique se é ilegal a superposição dos benefícios no caso de sistemas isolados. Cabe mencionar que se um produtor independente opera, por exemplo, uma usina eólica que economiza óleo diesel, a legislação não é clara quanto à possibilidade de se aplicar ou não os

valores normativos num contrato entre este produtor independente e a concessionária de forma cumulativa com o reembolso da CCC.

Caso uma concessionária de distribuição seja proprietária de uma planta de geração através de fontes renováveis, o que é permitido pela versão em discussão do substitutivo ao projeto de lei 2.905, as normas de aplicação dos valores normativos terão que ser alteradas para acomodar esta situação de forma isonômica (impacto equivalente na tarifa do conjunto de consumidores, por exemplo). Neste caso, os cálculos apresentados neste trabalho deveriam ser revistos para se verificar a viabilidade da unidade de negócio criada para lidar com a geração alternativa dentro da empresa distribuidora. Esta análise é a mesma que se aplicaria a um produtor independente. A análise apresentada no capítulo 6 não leva em conta os valores normativos, apenas os benefícios provenientes da CCC.

A análise da resolução 245/99 indica que alguns pontos não estão suficientemente claros, como por exemplo:

- Como deve-se aplicar o limite de 75%: ao somatório do valor histórico das mensalidades ou ao seu VPL? Caso seja ao VPL, que taxa de desconto deve ser utilizada?
- A TEH será reajustada ao longo do projeto? Com que periodicidade ela será divulgada?
- Onde será definido o preço do combustível para efeito de cálculo das mensalidades?
- Qual é a definição de atendimento a novos mercados? Expansão da oferta é um novo mercado?

Fiscalização da Elaboração e Cumprimento do Plano de Metas

A ANEEL deve considerar a informação de distribuição física (coordenadas geográficas) dos consumidores e perspectivas reais de evolução de consumo para garantir que as concessionárias estão adotando a solução de menor custo.

A exemplo do setor de telecomunicações, o não cumprimento das metas de universalização pode e deve estar associado a punições do tipo impedimento de explorar novos mercados ou segmentos. Este pode ser o segredo de termos hoje uma verdadeira corrida das companhias telefônicas para a universalização do serviço.

7.3. ***Os Agentes de Geração Distribuída***

Aqui se busca introduzir um conceito de agente que pode ser de fundamental importância para a implementação do plano de universalização. As concessionárias podem, ao invés de criar infra-estrutura local para lidar com um assunto que a maioria delas não domina, identificar parceiros e/ou sub-concessionários. Estes sub-concessionários podem ser instituições que já desenvolvam trabalhos junto às comunidades e que permitam uma maior integração entre o suprimento de energia elétrica e outras iniciativas, facilitando o alcance de metas de desenvolvimento sustentado e integrado. O AGD pode ser contratado apenas para instalar e manter os sistemas mas as relações comerciais continuam sendo entre o consumidor e a concessionária.

Precisa-se pensar com uma outra base, outro referencial. O tradicional técnico do AER, eficiente e tecnicamente especializado, terá que se transformar num indivíduo mais integrado com os problemas da população carente e afastada, ter maior sensibilidade à importância de se aproveitar os recursos energéticos renováveis e participar mais ativamente de programas de desenvolvimento integrado. Estas componentes devem gerar um mínimo de comprometimento destes técnicos com a causa social.

7.4. ***Pontos para Desenvolvimento Futuro***

Durante a elaboração deste trabalho, algumas possibilidades de aprofundamento e/ou desdobramento das análises realizadas foram vislumbrados. Algumas sugestões são apresentadas abaixo:

- Validação do modelo de dispersão dos consumidores (Eqüidistante) para o perfil típico das localidades ainda não eletrificadas. O VIPOR pode ser muito útil neste processo.
- Análise do modelo de sub-concessão Argentino e da África do Sul para definição do nível de subsídios necessários, parceiros institucionais etc.
- Indicação nos gráficos com os respectivos nichos de mercado quando o custo referencial do Programa Luz no Campo foi ultrapassado.
- Novos cálculos para variantes dos cenários e para a situação em que se aplica o valor normativo mesmo que a geração esteja a cargo da concessionária.

7.5. *Considerações Finais*

As experiências passadas no Brasil e no mundo indicam que o grande desafio para a implementação de programas utilizando sistemas fotovoltaicos é a garantia da sustentabilidade dos mesmos. Dentre todas as fases de implementação, a que tem apresentado maior complexidade é o desenvolvimento de uma rede de assistência técnica, incluindo treinamento de usuários e técnicos, que garanta o pleno funcionamento dos sistemas ao longo da vida útil dos equipamentos. É preciso um mínimo de concentração (*clustering*), permitindo a redução dos custos operacionais. Apesar de se apresentar aqui uma clara defesa ao uso de sistemas fotovoltaicos para eletrificação rural no Brasil, frisa-se a importância de não se repetir os erros já cometidos.

Para rebater a crítica que mais se faz à tecnologia fotovoltaica, a de que ela não é capaz de suprir demandas produtivas, sugere-se neste trabalho combinar sistemas fotovoltaicos para atendimento de pequenas demandas dispersas e eólica, biomassa ou microcentrais hidrelétricas para usos produtivos.

8. Bibliografia

ANEEL, Resoluções diversas, www.aneel.gov.br, 2001

AWERBUCH, S., "The Problem of Valuing New Energy Technologies", *Energy Policy*, v. 24, n. 2, pp. 127-128, 1996

BANNER, J. P., KAZMERSKI, L., "Photovoltaics: Gaining greater Visibility", *IEEE Spectrum*, pp.34-42, Set. 1999

BARBOSA, E. M. S. et al., "Towards a Sustainable Future for the Use of SHSs for Rural Electrification in Brazil"¸ In: *Proceedings of the XV PV European Conference*, pp. Viena, 1998

BRADLEY JR., R. L.; "Renewable Energy: Not Cheap, Not Green", *Cato Policy Analysis*, No. 280, Ago. 1997

CABRAAL, A., COSGROVE-DAVIES, M., SCHAEFFER, L., *Best Practices for Photovoltaic Household Electrification Programs*, World Bank, 1996

CAMPEN, B. van, GUIDI, D., BEST, G., *Solar Photovoltaics for Sustainable Agriculture and Rural Development*, Environment and Natural Resources, Working Paper 2, FAO/United Nations, Roma, 2000

CENBIO, Cenbio Notícias, Jul-Set, 1999

CMMAD, *Nosso Futuro Comum*. 2 ed. Rio de Janeiro, Editora da Fundação Getúlio Vargas, 1991

COSTA, H. S., *Energia Solar em Alerta*, Jornal do Comércio – Pernambuco, Seção Vida&Ciência, Jun. 1999

COSTA, H. S., PIMENTEL R. B. "Gastos em Energia nas Comunidades Rurais não-Eletrificadas do Semi-Árido Pernambucano". In: *Anais do I Encontro de Ciência e Tecnologia para a Amazônia*, Trabalho 01, Seção 01, Belém, Out. 1999

CRESESB, Informe Cresesb, Ano I, No.1, Set. 1995.

CRESESB, www.cresesb.cepel.br, 2000

DUTRA, R. M., *Viabilidade Técnico-Econômica da Energia Eólica face ao Novo Marco Regulatório do Setor Elétrico Brasileiro*. Tese de M.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, Fev. 2001.

ELETROBRÁS, *Plano Decenal de Expansão 2000/2009*, 2000a

ELETROBRÁS, *Principais Diferenças Conceituais, Temporais e de Abrangência entre as Fontes de Dados Utilizadas para a Estimativa do Mercado de Energia Elétrica*

na Área Rural, Eletrobrás, Set. 2000b

ELETROBRÁS, *Programa Nacional de Eletrificação Rural Luz no Campo - Manual de Habilitação*, Eletrobrás, 1999

EPIA/ALTENER, "Photovoltaics in 2010", Vol. 1: Current Status and a Strategy for European Industrial and Market Development Summary Report, Altener, 1996

FAO, CMS, "A System Approach to Biomass Technology", In: www.fao.org, 1997

FITZGERALD, M., *PV Installation and Maintenance Practioner Certification: Manual for Implementing Qualified Certification Programs*, Institute for Sustainable Development, prepared for the World Bank, Colorado, 2000

FRAIDENRAICH, N., LYRA, F., *Energia Solar: Fundamentos e Tecnologias de Conversão Heliotérmica e Fotovoltaica*, Recife, Editora Universitária, UFPE, 1998

FURNAS, www.furnas.gov.br, 2001

GALDINO, M. A. E. et al., "O Contexto das Energias Renováveis no Brasil", In: *Revista da DIRENG*, pp.17-25, Nov. 2000

GALDINO, M. A. E., et al., "PV Rural Electrification in the Northeast of Brazil", In: *Anais da XIII PV Solar Energy European Conference*, Nice, 1995

GAZETA DO NORDESTE, "Pernambuco Apresenta Melhor Índice de Eletrificação Rural", 15 de Janeiro de 2001

GAZETA MERCANTIL, "Ministro Anuncia Programa", 1º de Novembro de 1999

GOLDEMBERG, J., "Rural Energy in Developing Countries". In: *World Energy Assessment: Energy and the Challenge of Sustainability*, Capítulo 10, 2000

GOUVELLO, C. de et al., *Study of the Photovoltaic Market for Rural Electrification in the Northeast Brazil: Final Report for the World Bank*. World Business Inc., Washington DC, Jul. 1997.

GTES, *Manual de Engenharia: Sistemas Fotovoltaicos*, CEPEL/CRESESB, Coleção Tópicos de Atualização em Sistemas Elétricos; Rio de Janeiro, Nov. 1999

GTZ, *Basic Rural Electrification for Rural Households: GTZ´s experience with the Dissemination of Small-Scale Photovoltaic Systems*, Working Paper, Eschborn, 1992

HASSING, P., MENDIS, M. S., Sustainable Development and Greenhouse Gas Reduction, In: *Issues and Options: The Clean Development Mechanism*, PNUD, Nova York, 1998.

HILL, R., "Technology Update: PV Cells and Modules", *Renewable Energy*

World, pp.22-26, Jul.1998

HULSCHER, W. S., HOMMES, E. W., "Energy for Sustainable Rural Development", *Energy Policy*, pp 527-532, Jun. 1992

HULSHER, W., FRAENKEL, P., *The Power Guide: An International Catalogue of Small-Scale Energy Equipment*, Intermediate Technology Publications Ltd., Londres, 1994

IBGE, Censo 2000, www.ibge.gov.br, 2000

IBGE, C*enso Agropecuário 1995-1996*. Número 1, IBGE, 1998.

IEA, *Benign Energy? The Environmental Implications of Renewables*, In: www.iea.org/pubs/studies/files/benign, Out. 1998

IEE/USP, *Avaliação Preliminar dos Sistemas Fotovoltaicos Instalados nas Residências dos Moradores da Ilha do Cardoso*, Jan. 1999

IIE, *Especificacion Tecnica para Sistemas Fotovoltaicos de Iluminacion Domestica Rural*, Primeira Edición, 1992

JEFFERSON, M., *Global Warming and Global Energy after Kyoto*, In: www.worldenergy.org, 2000

LIAN, Y., Renewable Energy Programs and Projects in China, 1994

LIMA, M. H. C., "Rede de Distribuição Rural e Sistema Solar Fotovoltaico, Uma Análise de Viabilidade Econômica para Eletrificação de Uma Pequena Comunidade", IN: *Anais da XVII CLER*, Recife, Nov. 1999

MASI, D. de, *O Ócio Criativo*. 2 ed. Rio de Janeiro, Sextante, 2000.

MDIC, www.mdic.gov.br, 2001

MNES, www.mnes.nic.in, 2001

NIEUWENHOUT, F. D. J. et al., *Monitoring and Evaluation of Solar Home Systems: Experiences with Applications of Solar PV for Households in Developing Countries*, Netherlands Energy Research Foundation ECN, Set. 2000

NUNES, L C A, *Impactos Ambientais de Fontes Alternativas: Energia Solar*; COPPE/PPE; Trabalho da Disciplina de Impactos Ambientais de Projetos Energéticos; Rio de Janeiro, 1998

OLIVEIRA, A. (Coordenador), *Energia e Desenvolvimento Sustentável*. Instituto de Economia da UFRJ, Jul. 1998

OLIVEIRA, L. C., *Perspectivas para a Eletrificação Rural no Novo Cenário Econômico-Institucional do setor Elétrico Brasileiro*. Tese de M.Sc., COPPE/UFRJ, Rio

de Janeiro, RJ, Brasil, Fev. 2001

OSBORN, D. E., "PV as a Core Element of Utilities Business Plans", *Renewable Energy World*, V.3, No. 6, pp.99-108, Nov-Dez. 2000

OSTERWALD, C. R. et al., *Photovoltaic Module Certification/Laboratory Accreditation Criteria Development*, NREL/TP-412-7680, Abr. 1995

PEREIRA, L. S. S., *Eletrificação Rural com Sistemas Fotovoltaicos: Estudo de Caso Utilizando o Programa VIPOR*. B.Sc., UFRJ, Departamento de Engenharia Elétrica, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, Fev. 2000

PEREIRA, O. L. S., *Rural Electrification and Multiple Criteria Analysis: a Case Study of the State of Bahia, Brazil*, Tese de Ph.D., Imperial College, Londres, 1992

PEREIRA, O. L. S., *Eletrificação Rural*, Seção 3.2, 1998. In: OLIVEIRA A. (1998) *op.cit.*

PRODEEM, Documentos Diversos, www.mme.gov.br/prodeem, 2001

PVGAP, *Global Approval Program Reference Manual*, PVGAP, 1998

PVGAP, *Photovoltaic Test Laboratory Quality Manual*, Draft Version 1.1, Fev. 1999

RAMAKUMAR, R., HUGHES, W. L., "Renewable Energy Sources and Rural Development in Developing Countries", In: *IEEE Transactions on Education*, Vol E-24, No 3, Ago. 1981

BRASIL ENERGIA, "A Penosa Mudança de um Brasil sem Luz", pp.68-70, no 243, Fev.2001

BRASIL ENERGIA, "Enfim uma Luz no Campo", pp.56-57, no 228, Nov.1999

RIBEIRO, C. M. et al., "Brazilian Amazon: Despite of Recent Changes, Still a Potential Market for PV", In: *Proceedings of the XV PV European Conference*, pp. Viena, 1998

RIBEIRO, C. M. et al., "Tecnologia Fotovoltaica: Uma Alternativa Real para Eletrificação Rural no Brasil", In: *Anais do VIII Congresso Brasileiro de Energia*, pp. 1501-1525, Rio de Janeiro, Dez. 1999

RIBEIRO, C. M., *Impactos Ambientais da Eletrificação Rural com Sistemas Fotovoltaicos Distribuídos*, Trabalho da Disciplina Impactos Ambientais de Projetos Energéticos, COPPE/PPE, Out. 2000

RIBEIRO, C. M., TOLMASQUIM, M. T., "A Sub-Rogação dos Benefícios do Rateio da CCC e os Reais Impactos Sobre as Fontes Renováveis de Energia", In:

Proceedings do XVI SNPTEE, Campinas, 2001

RIBEIRO, F. S. et al., "Eletricidade e Desenvolvimento Rural Sustentável – Um Caminho para a Cidadania", In: *Anais do VIII Congresso Brasileiro de Energia*, pp. 1576-1582, Rio de Janeiro, Dez. 1999[a]

ROSA L. P., TOLMASQUIM M. T., PIRES J. C. L., "A Reforma do Setor Elétrico no Brasil e no Mundo – Uma Visão Crítica", Editora Relume Dumará, Rio de Janeiro, 1998

SANTOS, J. F. M., *Política de Eletrificação Rural.* Tese de M.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, Mar. 1996.

SANTOS, R. S., Palestra proferida durante a Reunião Anual do Programa de Energia da USAID Brasil, Salinópolis, Pará, Dez. 2001

SCHELEDER, E. M. M., "O Mercado Invisível", Brasília, Out. 1998

SCHERR, H; *O Manifesto Solar: Energia Renovável e a Renovação da Sociedade*, CRESESB/CEPEL, Rio de Janeiro, 1995

SERAPHIM, O. J. et al., "Implantação do Sistema Monofilar com Retorno por Terra, em Área Experimental, para Avaliação do Sistema em Condições de Rede Isolada ou Conectada Diretamente à Rede Trifásica", In: *Anais da XVII Conferência Latino-Americana de Eletrificação Rural*, Recife, Novembro, 1999

SHELL, Shell Group Energy Scenarios; www.shell.com, 2000

SOBRINHO, E. S. et al., "Informe Brasil", In: *Anais da XVII Conferência Latino-Americana de Eletrificação Rural*, Recife, Novembro, 1999

TENDRIH L., *Experiências com Sistemas de Eletrificação Rural de Baixo Custo: Uma Análise dos Impactos Sócio-econômicos in Santos*, Tese de M.Sc., UFRRJ, Itaguaí, RJ, Brasil, Jun. 1990. In: Santos J. F. M. (1996), *op. cit.*

THERMIE, Universal Technical Standard for Solar Home Systems, European Commission, Directorate General for Energy (DG XVII), Thermie B: SUP-995-96, 1998

THOMAS, M. G. et al., "Photovoltaic Systems: an end of Millenium Review", *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, Vol 7, pp. 1-19, 1999

TIAGO FILHO, G. L., *Alguns Aspectos do Estado Atual das Pequenas Centrais Hidrelétricas no Brasil*, CERPCH, 2000

TRIGOSO, F. M., ZILLES, R., "Medidas de Consumo Energético dos Pequenos Sistemas Fotovoltaicos Através de Contadores de Ampère-Hora". In: *Anais do VIII Congresso Brasileiro de Energia*, pp. 1539-1548, Rio de Janeiro, Dez. 1999

UNDP, UNDESA, WEC, *World Energy Assessment: Overview*, UNDP, Nova York, 2000

UNDP/Cooperation Française, *Proceedings of the International Workshop on Decentralized Rural Electrification*, Paris, Setembro, 1994

VALENTE, L. C. G. et al., "PV Rural Electrification Pilot Project in the Northeast of Brazil", In: *Anais da XII PV Solar Energy European Conference*, Amsterdam, 1994

VIANA, A. N. C., "Turbinas Hidráulicas", In: FUPAI, *Pequenas Centrais Hidrelétricas*[237], Capítulo 4, (Viana, A. N. C. et al.), 1997

WAMUKONYA, N., *Experience with PV Systems in Africa: Summaries of Selected Cases*, UNEP, Cidade do Cabo, 2001

WANG, A., NAN, Y., *Alternative Energy Options with Reference to China*, World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, Waikaloa, Hawaii, Dec. 1994

WEC, FAO, *The Challenge of Rural Energy Poverty in Developing Countries*. Londres, World Energy Council, Out. 1999

WEC; www.worldenergy.org , 2000

WINROCK, UNIFACS, *A Atuação da APAEB com Sistemas Fotovoltaicos: Diagnóstico Técnico e Financeiro*, Relatório Técnico, Salvador, Nov. 2000.

XAVIER, C. E. R., SILVEIRA, S. N., "Gerenciamento de Obras de Eletrificação Rural", In: *Anais da XVII Conferência Latino-Americana de Eletrificação Rural*, Recife, Novembro, 1999

YOSHINO, K., "Desenvolvimento Fotovoltaico no Brasil e no Mundo", In: *Experiência Japonesa e Brasileira em Eletrificação por Sistemas Fotovoltaicos Distribuídos*, Seminário realizado no Rio de Janeiro em 30 de Maio de 2000, e co-organizado por JETRO e CRESESB/CEPEL

ZILLES, R., RIBEIRO, C. M., MOSZKOWICZ, M., Power Rating and the Need of Photovoltaic Modules Measurements in Brazilian Dissemination Program, ". *In: Proceedings of the XV PV European Conference*, Viena, 1998

---

[237] Apostila preparada para curso realizado durante o II ENELMA (Encontro Nacional de Energia Elétrica e Meio Ambiente – Poços de Caldas, 30 de Novembro a 4 de Dezembro de 1997).

9. Anexos

9.1. ***Síntese do índice de Eletrificação Rural das PNADs 1997, 1998 e 1999***

9.2. ***Classificação dos Contratos de Concessão para Distribuição de Energia Elétrica Segundo Cláusulas Relativas ao Atendimento Rural***

9.3. ***Oportunidades de Uso de Fontes Renováveis no Meio Rural***

9.4. ***Etapas do Processo de Conversão de Biomassa***

9.5. ***Projeção Feita pela Shell para Evolução do Mercado das Fontes Renováveis de Energia e Matriz Energética Mundial***

9.6. ***Componentes Básicos de Sistemas Fotovoltaicos***

9.7. ***Minutas da Resolução sobre Universalização do Serviço de Energia Elétrica (AP006/2000 e Minuta para Discussão – Outubro de 2001)***

9.8. ***Planilha Utilizada na Análise Financeira***