

**UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
USP**

**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENERGIA
PPGE
(EP/FEA/IEE/IF)**

**CARACTERIZAÇÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA DE ELETRICIDADE POR
MEIO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE, NO BRASIL,
SOB OS ASPECTOS TÉCNICO, ECONÔMICO E REGULATÓRIO**

RICARDO DA SILVA BENEDITO

SÃO PAULO

2009

RICARDO DA SILVA BENEDITO

**CARACTERIZAÇÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA DE ELETRICIDADE POR
MEIO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE, NO BRASIL,
SOB OS ASPECTOS TÉCNICO, ECONÔMICO E REGULATÓRIO**

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

Orientador: Prof. Dr. Roberto Zilles

SÃO PAULO

2009

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

FICHA CATALOGRÁFICA

Benedito, Ricardo da Silva.

Caracterização da geração distribuída por meio de Sistemas fotovoltaicos conectados à rede, no Brasil, sob os aspectos técnico, econômico e regulatório/ Ricardo da Silva Benedito; orientador Roberto Zilles – São Paulo, 2009.

108 p.: il.; 30 cm.

Dissertação (Mestrado – Programa de Pós-Graduação em Energia) – EP / FEA / IEE / IF da Universidade de São Paulo.

1. Energia solar 2. Sistemas fotovoltaicos 3. Geração distribuída. I. Título.

FOLHA DE APROVAÇÃO

Colar aqui.

DEDICATÓRIA

À minha mãe Maria Alice, por ter sido mãe e pai, e por não ter medido esforços para garantir a minha educação e a de minhas irmãs Adriana e Alessandra.

AGRADECIMENTOS

Ao meu orientador, Prof. Dr. Roberto Zilles, pelas oportunidades oferecidas durante o Mestrado, pela orientação paciente e pela motivação constante.

Ao Professor Dr. Roberto Hukai, por ter acreditado em meu potencial e me incentivado a ingressar no PPGE.

Aos meus filhos Luana e Henrique e à minha esposa Paula, pela compreensão nos momentos em que precisei me dividir entre a família, o trabalho e o estudo.

Aos ingressantes no Mestrado e no Doutorado do ano de 2007, pelos momentos de descontração e pelas contribuições à minha formação.

Ao Engenheiro André Mocelin (LSF), pelos ensinamentos práticos sobre sistemas fotovoltaicos.

Aos Professores Arno Krenzinger (UFRGS), Elielza Baptista (UFPE), Pedro Gomes Barbosa (UFJF), Patrícia Jota (CEFET-MG), Lauro Vilhena (PUC-MG) e aos engenheiros Hans Dieter Rahn (Intercâmbio Eletromecânico), Hélio Ricardo (Solaris) e Eduardo Bomeisel (EBEA Engenharia), pelas valiosas informações prestadas.

Aos Engenheiros Samir Nunes (Motor Z), Marco Antônio Galdino (CEPEL) e Patrícia de Castro da Silva (CEPEL), pelo acolhimento e presteza nas visitas técnicas realizadas durante a realização deste trabalho.

Ao Programa de Cooperação Internacional do CNPq, em parceria com Programa de Ciência e Tecnologia para o Desenvolvimento, CYTED, pelo apoio através da ação de coordenação “Desenvolvimento e difusão da geração distribuída com sistemas fotovoltaicos” (CNPq processo 490004/2008-3).

À Universidade de São Paulo, por ter me proporcionado um ambiente de ensino-aprendizagem de excelência, desde a minha graduação.

SUMÁRIO

RESUMO.....	VII
ABSTRACT	VIII
LISTA DE FIGURAS.....	IX
LISTA DE TABELAS.....	X
LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS	XI
LISTA DE SÍMBOLOS	XIII
INTRODUÇÃO	15
CAPÍTULO 1 – REVISÃO BIBLIOGRÁFICA FUNDAMENTAL	20
1.1 Características da radiação solar	20
1.2 A célula fotovoltaica	22
1.5 Módulos fotovoltaicos.....	25
1.6 Sistemas fotovoltaicos.....	26
1.6.1 Sistemas fotovoltaicos isolados ou autônomos	27
1.6.2 Sistemas fotovoltaicos conectados à rede	28
1.6.3 Índices de mérito utilizados na avaliação de um SFCR	33
1.6.4 Estimativa da energia anual entregue por um SFCR.....	35
1.6.5 Determinação do custo da energia produzida por um SFCR.....	36
CAPÍTULO 2 – SITUAÇÃO DOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE NO BRASIL	38
2.1 Panorama geral dos SFCR instalados entre 1995 e 2009	38
2.2 Situação dos SFCR instalados por universidades e centros de pesquisa.....	40
2.2.1 As experiências da UFSC.....	40
2.2.2 As experiências do Grupo FAE - UFPE.....	44
2.2.3 A experiência do CEPEL	48
2.2.4 A experiência da UFRGS	49
2.2.5 A experiência da UFJF.....	51
2.2.6 As experiências do LSF-IEE-USP	52
2.2.7 A experiência do GEDAE - UFPA.....	57
2.3 Situação dos SFCR instalados por concessionárias de energia.....	57
2.3.1 A experiência da CHESF	57
2.3.2 O Projeto CELESC.....	58

2.3.3	As experiências da CEMIG.....	59
2.3.4	A experiência da Eletrosul	61
2.3.5	As experiências da Tractebel.....	61
2.4	Situação dos sistemas instalados pela iniciativa privada.....	62
2.4.1	A experiência da Intercâmbio Eletro Mecânico - RS.....	62
2.4.2	As experiências do Grupo Zeppini – SP	63
2.4.3	A experiência da Solaris.....	66
2.4.4	As experiências da URUTech/EBEA.....	67
CAPÍTULO 3 – AVALIAÇÃO ECONÔMICA DOS SFCR NO BRASIL		69
3.1	Metodologia para a estimativa do custo de geração a partir de um SFCR.....	69
3.1.2	Determinação do custo instalado para um SFCR de pequeno porte.....	70
3.1.1	Irradiação anual média para as localidades selecionadas	72
3.1.2	Custo de geração obtido para as localidades selecionadas.....	73
3.2	Comparação com a tarifa convencional ao longo do tempo.....	75
3.2.1	Descrição do cenário padrão traçado.....	75
3.2.2	Estimativa do tempo de equiparação por localidade	76
3.2.3	Estudo de elasticidade	78
CAPÍTULO 4 – QUESTÕES SOBRE A REGULAÇÃO DOS SFCR NO BRASIL		86
4.1	Enquadramento dos SFCR pela legislação vigente.....	86
4.1.1	As figuras do Autoprodutor e do Produtor Independente	87
4.2.2	A exigência do Registro dos SFCR junto à ANEEL.....	88
4.2.3	Acesso às redes de distribuição	89
4.2.4	Definição do mercado reservado à Geração Distribuída.....	92
4.2	Análise da legislação em vigor e mudanças regulatórias sugeridas	92
CONCLUSÃO.....		96
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS		98
TRABALHOS PUBLICADOS DURANTE O MESTRADO.....		104
ANEXOS		105

RESUMO

BENEDITO, R. S. Caracterização da Geração Distribuída de eletricidade por meio de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede, no Brasil, sob os aspectos técnico, econômico e regulatório. 2009. 108 p. Dissertação de Mestrado. Programa de Pós-Graduação em Energia. Universidade de São Paulo.

Este trabalho caracteriza a Geração Distribuída de eletricidade, no Brasil, por meio de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (SFCR), a partir de aspectos técnicos, econômicos e regulatórios. O país possui, atualmente, 35 SFCR em operação, totalizando uma potência instalada de 161,32 kW_p. A maior parte dessa potência se encontra nas Regiões Sul e Sudeste e foi implementada por universidades, centros de pesquisa e concessionárias de energia elétrica, com uma pequena participação da iniciativa privada. Foi calculado o custo de geração, a partir da energia solar, utilizando-se SFCR, para dezesseis localidades estrategicamente selecionadas. Esse valor varia em função da maior ou menor disponibilidade do recurso solar e da taxa de desconto adotada, tendo sido encontrado o valor médio de US\$ 0,56 /kWh, cerca de 2,1 vezes maior que a tarifa residencial média nas mesmas cidades. Argumentando-se que a tarifa convencional tende a crescer nos próximos anos, pressionada pelo descompasso entre oferta e demanda, e que o custo de geração fotovoltaico tende a diminuir, no mesmo período, devido a ganhos de produtividade no processo de fabricação de componentes fotovoltaicos, elaborou-se um modelo matemático para prever o momento em que esses dois indicadores equiparar-se-ão. Verificou-se que o tempo médio de equiparação será de 7 anos, podendo ser menor que 5,0 anos em localidades onde a tarifa é mais cara que a média nacional e a irradiação média anual é superior à verificada no restante do país. Por fim, o trabalho analisa o enquadramento que a legislação faz dos geradores fotovoltaicos interligados à rede pública de distribuição, apontando os pontos favoráveis e os entraves legais à disseminação dos SFCR.

Palavras-chave: Geração Distribuída, Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica, energia solar.

ABSTRACT

BENEDITO, R. S. Characterization of the Distributed Generation of electricity by Grid-Connected Photovoltaic Systems in Brazil, with respect to technical, economic and regulatory aspects. 2009. 108 p. M.Sc. Diss. Post-Graduate Program in Energy. University of São Paulo, São Paulo, 2009.

This work characterizes the Distributed Generation of electricity from Grid-Connected Photovoltaic Systems (GCPS) in Brazil, according to technical, economic and regulatory aspects. The country currently has 35 GCPS in operation, totaling an installed power of 161.32 kW_p. Most of this power is in the South and Southeast and has been implemented by universities, research centers and electric power utilities, with a small participation of private initiative. The solar energy generation cost from GCPS was calculated for sixteen strategically selected localities. This value varies according to the greater or minor availability of the solar resource and the adopted discounting rate. The average value found was 0.56 US\$ /kWh, about 2,1 times bigger than the average residential tariff in the same cities. Arguing that the conventional tariff tends to grow in coming years, pressed by the imbalance between supply and demand, and that the cost of photovoltaic generation tends to decrease over the same period due to productivity gains in the manufacturing process of photovoltaic components, a mathematical model was developed to predict the time that these two indicators will be equal. It was found that the average time of equalization will be 7.0 years and may be less than 5.0 years in locations where the conventional energy is more expensive than the national average and average annual irradiation is higher than that in the rest of the country. Finally, this work presents how the Brazilian legislation deals with the photovoltaic generators connected to the public distribution network, showing the points for and legal obstacles to the dissemination of GCPS.

Keywords: Distributed Generation, Grid-Connected Photovoltaic Systems, solar energy.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1- Esquema básico e fotografia de uma célula comercial.....	22
Figura 2 - Curva característica de uma célula fotovoltaica.	24
Figura 3 - Ilustração em corte de um módulo comercial.....	25
Figura 4 - Imagem real de um módulo comercial.	26
Figura 5 - Sistema Fotovoltaico Domiciliar em São Francisco do Aiucá – AM.....	27
Figura 6- Potência acumulada (PVPS) entre 1992 e 2008.	28
Figura 7- Parque Fotovoltaico Olmedilla de Alarcon, na Espanha.	30
Figura 8- SFCR em uma edificação.	30
Figura 9- Ponto de conexão recomendado quando não há incentivos à energia fotogerada. ..	31
Figura 10 - Ponto de conexão recomendado quando apenas o excedente é incentivado.	31
Figura 11- Ponto de conexão ideal quando toda a energia fotogerada é incentivada.....	32
Figura 12- Influência da produção de um SFCR na curva de carga de uma edificação.....	33
Figura 13- Distribuição da potência operacional de acordo com o vínculo institucional	40
Figura 14- Distribuição da potência operacional de acordo com a região geográfica	40
Figura 15 - Sistema de 2,0 kW _p no prédio da Engenharia Mecânica da UFSC	41
Figura 16 - Sistema de 10,2 kW _p na cobertura do Centro de Cultura e Eventos da UFSC.....	43
Figura 17 - Sistema de 2,4 kW _p no Hospital São Lucas em Fernando de Noronha – PE	45
Figura 18 - Sistema de 1,28 kW _p no Campus da UFPE	46
Figura 19 - Sistema de 1,5 kW _p no Restaurante Lampião.....	47
Figura 20 - Sistema de 16,32 kW _p do CEPTEL.....	48
Figura 21- Sistema de 4,8 kW _p no Campus da UFRGS	50
Figura 22 - P_R e C_F para os três subsistemas da UFRGS	50
Figura 23 - Geradores da usina fotovoltaica de 31,70 kW _p da UFJF	51
Figura 24 - Sistema de 12,3 kW _p instalado no prédio da Administração do IEE-USP.....	54
Figura 25 - Sala de monitoramento do sistema de 12,3 kW _p do IEE-USP.....	54
Figura 26 - Sistema de 3,0 kW _p no estacionamento do IEE-USP.....	56
Figura 27 - Sistema de 1,58 kW _p do GEDAE - UFPA.....	57
Figura 28 - Sistema de 11 kW _p da CHESF.....	58
Figura 29 - Sistema de 3,3 kW _p da Intercâmbio Eletro Mecânico – RS	62
Figura 30 - Sistema de 14,7 kW _p da Fundação Estrela – Grupo Zeppini	65
Figura 31 - Sistema de 2,5 kW _p no estacionamento da Motor Z – Grupo Zeppini	66
Figura 32 - Sistema de 2,8 kW _p na sede do Greenpeace – São Paulo-SP	67
Figura 33 - Sistema de 2,9 kW _p em residência particular em São Paulo-SP.....	68
Figura 34 - Equiparação do kWh fotovoltaico com a tarifa convencional (cenário padrão)....	77
Figura 35- Tempo de equiparação em função da variação do custo de geração	79
Figura 36 - Tempo de equiparação em função da taxa de desconto.....	80
Figura 37 - Tempo de equiparação em função do reajuste da tarifa convencional	81
Figura 38 - Tempo de equiparação em função da variação cambial	82
Figura 39 - Tempo de equiparação em função do desempenho global do sistema	83
Figura 40 - Tempo de equiparação com a aquisição de inversores no Brasil	85
Figura 41 - Etapas e prazos para conexão de centrais geradoras com Registro	91

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 - SFCR instalados no país entre 1995 e 2009	38
Tabela 2.2 – Produtividade anual do sistema de 2 kW _p da UFSC entre 1998 e 2005.....	42
Tabela 2.3 - Características dos SFCR financiados pela CEMIG	60
Tabela 3.1 - Composição do custo de importação de módulos e inversores	70
Tabela 3.2 - Custo de capital de SFCR com equipamentos importados	71
Tabela 3.3 - Custo de capital com inversores nacionais.....	72
Tabela 3.4 – Irradiação média anual para as localidades selecionadas	73
Tabela 3.5 - Custo de geração versus tarifa convencional para 16 cidades brasileiras	73
Tabela 3.6 - Reajuste médio da tarifa residencial no Brasil entre 1997 e 2009	76
Tabela 4.1 - Enquadramento dos SFCR de acordo com a legislação atual	86
Tabela 4.2 - Exigências da ANEEL por tipo de planta	88
Tabela 4.3 - Tensão de conexão em função da faixa de potência da planta	91

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AP	Autoprodutor
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
CATE	Centro de Aplicação de Tecnologias Eficientes
CEAL	Companhia Elétrica de Alagoas
CEEE	Companhia Estadual de Energia Elétrica do Rio Grande do Sul
CEFET-MG	Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais
CELESC	Centrais Elétricas de Santa Catarina
CELPE	Companhia Energética de Pernambuco
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica).
CHESF	Companhia Hidroelétrica do São Francisco
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
CPEI	Centro de Pesquisa em Energia Inteligente
CREA	Conselho Regional de Engenharia e Arquitetura
CRESESB	Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito
EFAP	Escola de Formação e Aperfeiçoamento Profissional
EVA	Etil Vinil Acetato
FAE	Grupo de Pesquisas em Fontes Alternativas de Energia
FAPESP	Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo
FDI	Fator de Dimensionamento do Inversor
FINEP	Financiadora de Estudos e Projetos
GEDAE	Grupo de Estudos e Desenvolvimento de Alternativas Energéticas
GT-GDSF	Grupo de Trabalho de Geração Distribuída com Sistemas Fotovoltaicos
IEA	International Energy Agency
ICMS	Imposto Sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
IEE-USP	Instituto de Eletrotécnica e Energia da USP
IEM	Intercâmbio Eletro Mecânico
II	Imposto de Importação
IPEA	Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada
IPi	Imposto Sobre Produtos Industrializados
LabEEE	Laboratório de Eficiência Energética em Edificações
LABSOLAR	Laboratório de Energia Solar
LSF	Laboratório de Sistemas Fotovoltaicos
LSN	Laboratório de Sementes Nativas
MME	Ministério de Minas e Energia
ONG	Organização Não-Governamental
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
PIE	Produtor Independente de Energia
PIS	Programa de Integração Social
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
PUREFA	Programa de Uso Racional de Energia e Fontes Alternativas
PVPS	Photovoltaic Power Systems Program
SFCR	Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede

SFD	Sistemas Fotovoltaicos Domiciliares
SIN	Sistema Interligado Nacional
T&D	Transmissão e Distribuição
UFJF	Universidade Federal de Juiz de Fora
UFPA	Universidade Federal do Pará
UFPE	Universidade Federal de Pernambuco
UFRGS	Universidade Federal do Rio Grande do Sul
UFSC	Universidade Federal de Santa Catarina
USP	Universidade de São Paulo

LISTA DE SÍMBOLOS

%	Porcentagem
CO ₂	Dióxido de Carbono
kW _p	Quilowatt-pico
GW _p	Gigawatt-pico
kWh	Quilowatt-hora
He	Hélio
H	Hidrogênio
Δm	Diferença de massa
ΔE	Energia radiante
c	Velocidade da luz
K	Kelvin
w	Densidade de potência
λ	Comprimento de onda
T_k	Temperatura absoluta
h	Constante de Planck
K	Constante de Boltzmann.
μm	Micrometro
AM	Massa de ar
G	Irradiância
W/m ²	Watt por metro quadrado
H	Irradiação
kWh/m ²	Quilowatt-hora por metro quadrado
Si	Silício
a-Si	Silício amorfo
c-Si	Silício cristalino
eV	Elétron-volt
°C	Graus Celsius
V _M	Tensão no ponto de máxima potência
I _M	Corrente no ponto de máxima potência
I _{SC}	Corrente de curto-circuito
V _{OC}	Tensão de circuito aberto
FF	Fator de forma
η	Eficiência
P _L	Potência luminosa
W _p	Watt-pico
V	Volt
MW _p	Megawatt-pico
MWh	Megawatt-hora
C_F	Fator de capacidade
P	Potência instantânea
P _N	Potência nominal
T	Período
kW	Quilowatt

Y_F	Produtividade anual do sistema
h	Hora
P_R	Desempenho global do sistema
H_t	Irradiação no plano do gerador
G_t	Irradiância no plano do gerador
CA	Corrente alternada
E_{CA}	Energia entregue em corrente alternada
F_S	Fator de sombra
C	Custo de geração
r	Taxa de desconto
N	Tempo de vida útil
OM	Operação e manutenção
I_{nv}	Custo de capital inicial
cUS\$/W _p	Centavos de Dólar por Watt-pico
m ²	Metro quadrado
CC	Corrente contínua
US\$/W _p	Dólar por Watt-pico
US\$/kWh	Dólar por Quilowatt-hora
RED	Redutor percentual anual
n	Instante
C_n	Custo de geração no instante n
AUM	Incremento percentual anual
T_0	Tarifa atual
n _{PAR}	Momento de paridade

INTRODUÇÃO

Caracterização do problema

O uso intensivo de fontes de energia de origem fóssil tem provocado impactos ambientais significativos em termos globais. Um estudo realizado pelo Ministério do Meio Ambiente Alemão (BMU) mostra que, do total de 1 trilhão de toneladas de CO₂ liberados no planeta, desde o início da industrialização, 80 % corresponde às emissões dos últimos 50 anos. Esse fato pode ter relação direta com a elevação da temperatura média do planeta, verificada no mesmo período, uma vez que o potencial do Dióxido de Carbono para o efeito estufa é bem conhecido (BMU, 2008).

No campo econômico-político, incertezas quanto à disponibilidade de reservas, no futuro, e instabilidades políticas em alguns países exportadores têm influenciado a alta dos preços da eletricidade produzida a partir de combustíveis fósseis. Mesmo para aqueles países que produzem a maior parte da sua eletricidade a partir de fontes renováveis, como é o caso do Brasil, cuja matriz elétrica é preponderantemente hidroelétrica, existe uma volatilidade no preço da energia, o qual oscila de acordo com a maior ou menor disponibilidade da fonte primária utilizada (no caso brasileiro, o nível dos reservatórios das barragens).

Nesse contexto, muitos países têm buscado fontes alternativas de energia, as quais se apresentem, ao mesmo tempo, abundantes, pouco agressivas ao meio ambiente e, principalmente, economicamente viáveis.

A conversão fotovoltaica da energia solar, mais especificamente nos Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (SFCCR), surge então como opção a ser analisada. Em termos ambientais e técnicos, esses sistemas apresentam inúmeras vantagens em relação às fontes convencionais. Eles podem produzir eletricidade de forma silenciosa, sem emitir poluentes e aproveitando a energia solar incidente no próprio local de instalação. A energia gerada pode ser destinada ao consumo da edificação e, havendo excedentes, estes não precisam ser guardados em baterias, pois podem ser injetados diretamente na rede elétrica de distribuição.

A principal vantagem para o sistema elétrico é a possibilidade de se gerenciar demanda de forma descentralizada. As centrais geradoras de grande porte, além de levarem muito tempo entre a construção e a entrada em operação, ficam distantes dos centros consumidores, exigindo investimentos adicionais em linhas de transmissão, além de provocarem significativo impacto ambiental. Gerar energia no próprio ponto de consumo, de

acordo com a demanda, parece ser uma forma mais adequada de se expandir a oferta de eletricidade (BENEDITO; MACEDO; ZILLES, 2008).

No entanto, a despeito das inúmeras vantagens que possui, essa tecnologia enfrenta uma barreira econômica, devido ao elevado custo de geração em relação às fontes convencionais, o que a faz não ser competitiva, atualmente. Muitos países têm enfrentado esse problema através de mecanismos de incentivo à produção e à aquisição de equipamentos fotovoltaicos, o que tem dado resultado prático, com a queda gradual no custo de produção de módulos e inversores.

Se a tendência de alta na energia convencional se confirmar, nos próximos anos, e se os programas criados para estimular o aproveitamento da energia solar criarem um mercado auto-sustentável, em termos globais, a ponto de a melhoria dos processos produtivos fazer os preços dos equipamentos fotovoltaicos caírem ainda mais, vislumbra-se um momento em que o custo de geração fotovoltaico será equiparado ao preço da energia convencional.

No Brasil, essa equiparação, que será diversas vezes referenciada, ao longo deste trabalho, como **paridade**, poderá ocorrer já na próxima década, para inúmeras localidades. Paradoxalmente, nas cidades com maior disponibilidade do recurso solar, a tarifa convencional apresenta-se mais cara que a média nacional. Nesses locais, a energia produzida por SFCR poderá demonstrar-se competitiva em cerca de cinco anos.

Mas o país pode não estar totalmente preparado para aproveitar essa oportunidade. Tecnicamente, as experiências com SFCR aqui desenvolvidas permitem assegurar o domínio da tecnologia e a sua melhor configuração de acordo com os mais variados climas. Mas os investimentos no setor são ínfimos, geralmente ligados a projetos de Pesquisa e Desenvolvimento (P & D) desenvolvidos por universidades, centros de pesquisa e concessionárias de energia, com uma tímida participação da iniciativa privada. Os 35 sistemas atualmente em operação, no país, não totalizam sequer 162 kW_p, enquanto nos países membros do *Photovoltaic Power Systems Programme* (PVPS), a potência acumulada em SFCR, ao final de 2008, era de 12,7 GW_p (IEA, 2009).

Soma-se a essa escassez de aporte financeiro uma legislação não preparada para regular, convenientemente, a Geração Distribuída por meio de SFCR. Embora a lei vigente permita a conexão de SFCR às redes de distribuição, nas modalidades Autoprodução ou Produção Independente, o enquadramento legal desses sistemas se faz por leis e decretos mais genéricos, próprios de um marco regulatório que prioriza a geração por meio de grandes plantas. Não existe uma regulamentação específica que delineie os procedimentos técnicos para a conexão de SFCR, observando-se aspectos de segurança, faixas de tensão adequadas ao

porte das instalações, qualidade da energia injetada na rede e confiabilidade dos sistemas.

Torna-se primordial, portanto, uma mudança de olhar dos legisladores e planejadores do Setor Elétrico brasileiro, no sentido de dar ao país a capacidade de utilizar o seu enorme potencial solar como forma complementar de fornecimento de eletricidade, por meio de SFCR, a partir de uma fonte que se demonstra limpa, praticamente inesgotável e com grande propensão à viabilidade econômica, nos próximos anos.

Objetivo geral

O propósito deste trabalho é caracterizar a produção de eletricidade por meio de SFCR, no Brasil, a partir do estudo das experiências já desenvolvidas, da determinação do custo da energia produzida por esses sistemas e de uma análise do contexto regulatório no qual eles estão inseridos.

Objetivos específicos

- Reunir informações sobre os SFCR instalados no país, como a atual situação de funcionamento, as tecnologias e configurações utilizadas e os indicadores de desempenho desses sistemas;
- Estimar o custo de geração da energia produzida pelos SFCR em diversas localidades brasileiras, com base na disponibilidade do recurso solar, do investimento de capital envolvido e da atual conjuntura econômica;
- Criar um modelo matemático, baseado em premissas de ordem técnico-econômicas, para prever o comportamento, nos próximos anos, do custo de geração de um SFCR e da tarifa convencional, para efeitos de comparação;
- Supondo-se uma tendência à equiparação dos dois preços citados anteriormente, determinar o momento em que isso ocorrerá, para dezesseis localidades com diferentes tarifas e incidências de radiação solar;
- Realizar um estudo de elasticidade, variando cada parâmetro relevante considerado no modelo e verificando o efeito dessa alteração no tempo médio de paridade;
- Analisar o enquadramento que a legislação brasileira faz da Geração Distribuída de eletricidade, em particular, daquela proveniente de SFCR,

identificando-se os pontos favoráveis e os entraves à disseminação dessa tecnologia.

Metodologia utilizada

Para o levantamento de informações a respeito dos SFCR instalados no país, foram pesquisadas publicações na literatura, realizadas consultas diretas aos responsáveis pelos sistemas e também executados trabalhos de campo, com visitas técnicas a algumas instalações.

Na determinação do custo de geração a partir de SFCR, no Brasil, primeiramente foram pesquisados os custos de equipamentos, com a incidência das respectivas cargas tributária e alfandegária. Em seguida, foi estimada a disponibilidade anual do recurso solar nas dezesseis localidades selecionadas, com base em séries de dados históricos de irradiação no plano dos arranjos fotovoltaicos. Finalmente, foram aplicadas ferramentas de natureza econômica disponíveis na literatura para a determinação do custo final.

Para o modelo matemático utilizado na comparação entre o preço do kWh fotovoltaico e a tarifa convencional, foram estabelecidas premissas fundamentadas no comportamento histórico desses dois indicadores.

A análise do enquadramento legal que se faz da Geração Distribuída por meio de SFCR, no país, foi baseada nas principais Leis, Decretos e Resoluções que regulam o Setor Elétrico brasileiro, publicados entre 1995 e 2009, e que fazem menção direta ou indireta a esse tipo de tecnologia.

Estrutura do trabalho

Essa dissertação está organizada em quatro capítulos.

O capítulo introdutório consiste de uma revisão bibliográfica fundamental sobre sistemas fotovoltaicos. Nele, pretende-se explicitar os conceitos básicos a serem utilizados, ao longo da dissertação, compreendendo a natureza da radiação solar, o funcionamento dos módulos e demais equipamentos fotovoltaicos e as diferentes aplicações desses sistemas, culminando-se nos SFCR. Neste mesmo capítulo serão apresentadas, também, as figuras de mérito técnico-econômicas que permitirão avaliar o desempenho dos SFCR brasileiros e calcular o custo da energia por eles produzida, visando fornecer subsídios para as análises a

serem realizadas nos capítulos 2 e 3.

No segundo capítulo, serão apresentadas as experiências com SFCR em território nacional realizadas entre 1995, ano da primeira instalação, e 2009, ano da conclusão dessa pesquisa. Inicialmente, será traçado um panorama geral desses sistemas, contendo sua localização, a potência instalada e o atual estado de funcionamento. Em seguida, serão detalhadas as características dos principais projetos e apresentados dados de produtividade para alguns deles, a partir de publicações existentes na literatura, visitas técnicas e consultas diretas aos responsáveis pela implantação e monitoramento desses sistemas.

O capítulo 3 apresentará uma avaliação econômica dos SFCR no Brasil, com base na atual conjuntura econômica e em informações de desempenho de sistemas já instalados. Será desenvolvida uma metodologia para a estimativa do custo de geração fotovoltaico, a partir de dados históricos de irradiação para 16 localidades estrategicamente selecionadas e do levantamento do custo do kW_p instalado. Um modelo matemático simples será apresentado para investigar o comportamento do kWh fotovoltaico, ao longo do tempo, frente à tarifa convencional. O capítulo será encerrado com um estudo de elasticidade, visando estudar com maior rigor a influência de cada parâmetro considerado pelo modelo nos resultados apresentados.

No último capítulo, será explicitado o enquadramento que a legislação brasileira faz da Geração Distribuída de eletricidade por meio dos SFCR. Serão apresentadas as principais Leis, Decretos e Resoluções que regulam a atividade, ressaltando-se os pontos favoráveis e as lacunas a serem preenchidas, visando acomodar a disseminação dos SFCR. Após a leitura do capítulo, será possível compreender todas as etapas legais a serem seguidas na implementação de um SFCR de pequeno e médio porte, desde a solicitação de Registro da instalação até a efetivação da conexão à rede de distribuição.

CAPÍTULO 1 – REVISÃO BIBLIOGRÁFICA FUNDAMENTAL

Neste capítulo, primeiramente serão introduzidos os conceitos e fenômenos elementares, citados ao longo deste trabalho, inerentes à radiação solar e ao funcionamento das células fotovoltaicas. Na sequência, serão descritos os diferentes tipos de sistemas fotovoltaicos e sua participação no montante da potência total instalada no mundo. Será dado destaque aos (SFCR), os quais constituem o foco dessa dissertação. O capítulo será encerrado com a definição dos indicadores de mérito utilizados na avaliação do desempenho de um SFCR e com a apresentação de uma ferramenta matemática para a determinação do custo de geração fotovoltaico, visando fornecer subsídios para as análises a serem realizadas nos capítulos 2 e 3.

1.1 Características da radiação solar

Antes de se compreender o processo de geração de eletricidade a partir da energia proveniente do Sol é necessário se caracterizar o recurso solar, o qual pode ser entendido como o combustível necessário para o funcionamento dos módulos fotovoltaicos.

O Sol é composto de uma mistura de gases, sendo o hidrogênio o elemento predominante. Devido à sua elevada pressão interna, causada pela intensa força gravitacional que comprime a massa gasosa, o Sol converte hidrogênio em hélio, através de uma reação de fusão nuclear. Como a massa do átomo de He resultante da fusão é inferior à massa conjunta dos átomos de H envolvidos na reação, essa diferença de massa (Δm) é convertida em energia radiante (ΔE), de acordo com a conhecida expressão de Einstein, expressa na Equação 1:

$$\Delta E = \Delta m \times c^2 \quad (1)$$

onde c é a velocidade da luz.

Como resultado das inúmeras fusões nucleares que ocorrem a cada instante, a superfície visível do Sol encontra-se a uma temperatura aproximada de 5.800 K, irradiando energia em todas as direções e comportando-se aproximadamente como um corpo negro. Assim, a densidade de potência (w), distribuída ao longo dos diferentes comprimentos de onda (λ) do espectro eletromagnético, na superfície do Sol, pode ser dada pela fórmula de Planck para a irradiação de um corpo negro, a uma temperatura T_k :

$$w_{\lambda} = \frac{2 \times \pi \times h \times c^2 \times \lambda^{-5}}{e^{\frac{h \times c}{\lambda \times K \times T_k}} - 1} \quad (2)$$

onde h é a constante de Planck e K a constante de Boltzmann.

O pico de emissão, para o Sol, ocorre para um comprimento de onda de $0,5 \mu\text{m}$ e seu entorno, o que corresponde à faixa da luz visível.

A seguir serão definidas algumas grandezas relacionadas à radiação solar e que serão freqüentemente citadas neste trabalho. Utilizou-se como base a nomenclatura proposta por DUFFIE e BECKMAN (1991).

A primeira delas, denominada **massa de ar (AM)**, está relacionada com a espessura da camada atmosférica a ser atravessada pela energia radiante do Sol. Para a radiação extraterrestre, tem-se que $AM = 0$, ao passo que, para a radiação com incidência perpendicular a uma superfície horizontal, ao nível do mar, tem-se que $AM = 1$. Para incidências oblíquas na referida superfície horizontal, AM necessariamente será maior que a unidade e, para altitudes elevadas, ter-se-á que $0 < AM < 1$.

Outra grandeza importante é a **irradiância (G)**, definida como a potência radiante incidente por unidade de área, sobre uma superfície. Essa grandeza tem seu valor expresso em W/m^2 e tem um caráter instantâneo e, portanto, não cumulativo.

Já a **irradiação (H)** é a medida da energia radiante que incidente por unidade de área, sobre uma superfície, sendo seu valor geralmente expresso em kWh/m^2 . Essa grandeza tem caráter cumulativo, pois representa a integral da irradiância ao longo de um intervalo de tempo.

A energia proveniente do Sol pode atingir diretamente uma superfície absorvedora em terra ou sofre diversos efeitos antes que isso ocorra, devido a interações com os gases atmosféricos e nuvens. Também podem ocorrer reflexões no solo e objetos próximos, de forma que a radiação total que atinge a superfície absorvedora, também chamada de **radiação global**, é a soma de três componentes.

A componente da radiação solar que percorre o caminho Sol – superfície sem sofrer espalhamento ou reflexão recebe o nome de **radiação direta**. A porção que atinge a superfície absorvedora após ter sido espalhada pelos gases atmosféricos ou refletida pelas nuvens chama-se **radiação difusa**. Já o **albedo** corresponde à componente da radiação que atinge o corpo absorvedor após ter sido refletida pelo solo e por outros objetos próximos.

1.2 A célula fotovoltaica

A unidade básica para a conversão da energia radiante do Sol em eletricidade é a célula fotovoltaica, a qual é confeccionada de materiais semicondutores. O silício (Si) é o material semicondutor mais utilizado para a confecção de células fotovoltaicas. Outros materiais também são utilizados, como o Arseneto de Gálio e o Germânio, porém seu elevado valor econômico restringe sua utilização a aplicações onde o custo não é relevante, como em projetos espaciais (MARTÍN; AGUILERA, 2005). Alguns dos quesitos levados em conta na escolha do silício são a sua aptidão razoavelmente boa para interagir com os fótons do espectro solar e o fato de o processo de fabricação das lâminas de Si ser bastante desenvolvido, devido ao uso em larga escala pela indústria eletrônica (GRAY, 2003).

O Si apresenta elétrons fracamente ligados a seus átomos, ocupando um estado energético denominado banda de valência. Quando uma fração de energia maior ou igual a um limiar, cujo valor é característico de cada semicondutor, é fornecida aos elétrons da banda de valência, estes se desprendem dos átomos aos quais estavam ligados, passando a ocupar um estado energético denominado banda de condução. Nesse processo, também chamado de geração, esses elétrons encontram-se livres para se deslocar pelo material e, a partir da aplicação de um campo elétrico, podem transportar energia elétrica para fora da célula por meio de coletores apropriados (HEGEDUS; LUQUE, 2003).

A solução técnica para se criar o referido campo é a fabricação da célula por meio de uma junção p-n, constituída de duas placas muito finas de Si, ambas dopadas com quantidades controladas de impurezas. Geralmente são utilizados como dopantes o Fósforo e o Boro.

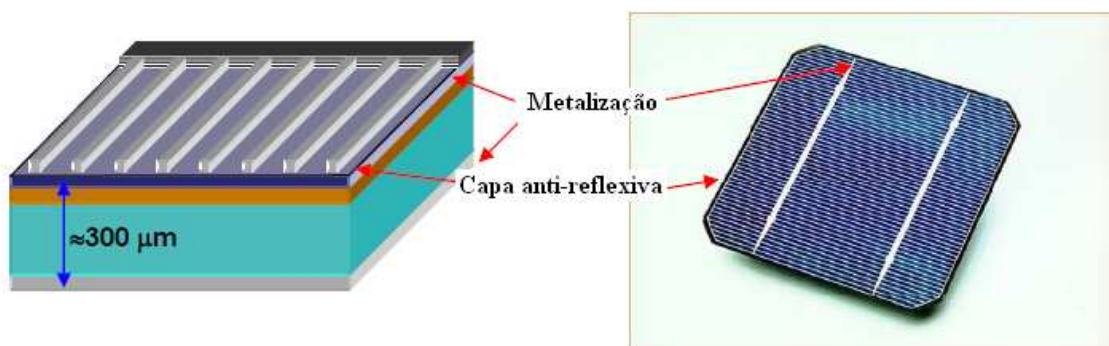


Figura 1- Esquema básico e fotografia de uma célula comercial.
Fonte: (MARTÍN; AGUILERA, 2005)

Como mostra a Figura 1, uma célula comercial é composta de uma fina lâmina de Si,

cuja espessura é da ordem de 300 μm . A junção p-n encontra-se muito próxima à superfície frontal, pois a maior parte das gerações ocorre nas primeiras camadas de átomos, de forma que é conveniente a presença de um campo elétrico o mais próximo possível da superfície para conduzir as cargas fotogeradas até a rede de contatos metálicos com eficiência.

A rede metálica deve, ao mesmo tempo, ser capaz de coletar as cargas produzidas e permitir a entrada dos fótons. Por isso, devem recobrir apenas cerca de 4% da área total da célula. A coloração típica da célula é o azul escuro, a fim de minimizar a reflexão de fótons na superfície. Também é utilizada uma camada anti-reflexiva para amenizar as perdas por reflexão, uma vez que os cristais de Si são bastante especulares.

As células de Si podem ser fabricadas por silício monocristalino, policristalino ou amorfo (a-Si). O primeiro tipo de material é o que exige maior rigor em sua fabricação e suas células são as que apresentam a maior eficiência, ficando em torno de 15 % nas fotocélulas comerciais comuns (CRESESB, 2003). Recentemente, as empresas Sunpower e Sanyo iniciaram a comercialização de módulos fotovoltaicos de silício monocristalino com eficiências superiores a 18% (PHOTON, 2009). O silício policristalino, por sua vez, exige menor rigor no processo de produção das lâminas e suas células apresentam menor eficiência que as de silício monocristalino. Já o a-Si caracteriza-se pelo elevado grau de desorganização dos átomos de sua rede cristalina e pelo seu menor custo, comparado com os demais tipos de Si.

A curva $I - V$ característica de uma célula de Si típica é mostrada na Figura 2, em função de alguns parâmetros básicos. O ponto (V_M, I_M) corresponde àquele no qual o produto $V \times I$ confere à célula a máxima potência de funcionamento, P_M . Por isso, ele também é conhecido como ponto de máxima potência. A corrente I_{SC} e a tensão V_{OC} correspondem, respectivamente, à corrente de curto-circuito¹ e à tensão de circuito aberto² da célula.

¹ Corrente verificada quando são igualados os potenciais elétricos nos terminais metálicos da célula, ou seja, quando $V = 0$. Esse valor é diretamente proporcional à irradiância sobre a célula.

² Tensão verificada quando não existe nenhuma carga conectada à célula, ou seja, quando $I = 0$. Esse valor decresce com a temperatura a uma taxa de 2,3 mV/°C.

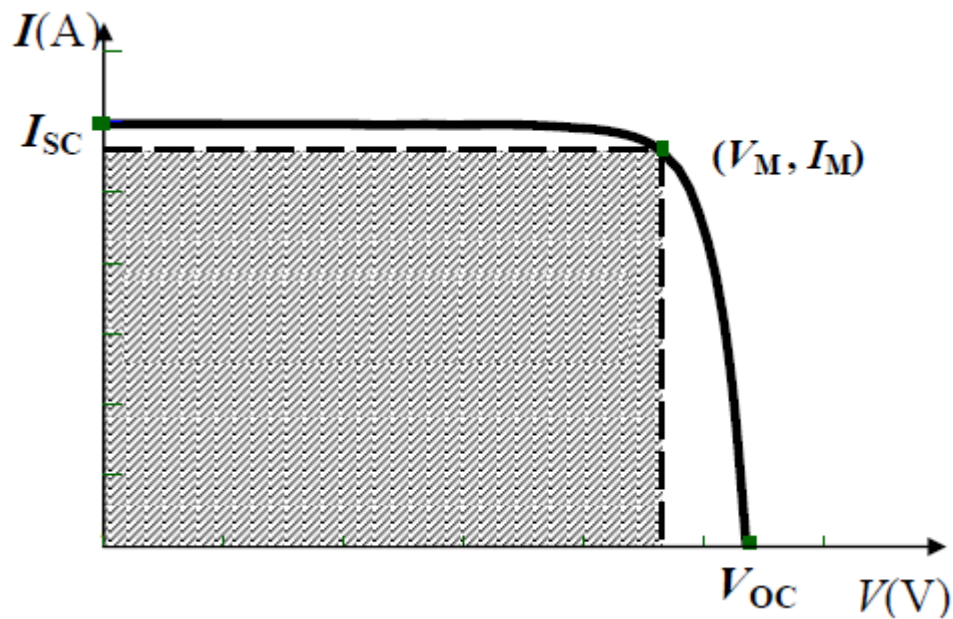


Figura 2 - Curva característica de uma célula fotovoltaica.
Fonte: (MARTÍN; AGUILERA, 2005)

A curva característica padrão deve ser obtida nas seguintes condições de operação:

- irradiância de 1.000 W/m^2
- distribuição espectral igual $AM = 1,5$
- incidência normal
- temperatura da célula de $25 \text{ }^\circ\text{C}$

Outros dois parâmetros característicos importantes da célula são o fator de forma FF e a eficiência de operação η , dados pelas Equações (3) e (4):

$$FF = \frac{I_M \times V_M}{I_{SC} \times V_{OC}} \quad (3)$$

$$\eta = \frac{FF \times I_{SC} \times V_{OC}}{P_L} \quad (4)$$

O primeiro diz respeito à qualidade da célula. Células com elevada resistência interna apresentarão um fator de forma pequeno, enquanto aquelas próximas de células ideais terão FF próximo da unidade, o que indicaria uma curva I-V de formato aproximadamente

retangular (MESSENGER; VENTRE, 2003).

O segundo permite aferir o rendimento da célula, quando da conversão de energia luminosa em energia elétrica. O termo P_L , na Equação (4), representa a potência luminosa incidente na área do dispositivo.

1.5 Módulos fotovoltaicos

Como uma célula típica produz menos de 3 W_p , numa tensão de aproximadamente 0,5 V, as células precisam ser conectadas em configurações série-paralelo, a fim de se atingir as potências necessárias às diferentes aplicações. Um conjunto de células interconectadas é chamado de módulo, o qual pode fornecer de dezenas a centenas de W_p . Diferentes arranjos de módulos, conectados entre si em série ou paralelo, podem fornecer de centenas a milhões de W_p .

Os módulos mais comuns são aqueles formados por células de silício cristalino de mesmo tamanho, conectadas em série, sobre uma placa de tedlar, recobertas com EVA e vidro temperado de elevada transmitância e alta resistência a impactos. O conjunto pode ser protegido por uma estrutura metálica, a qual garante a rigidez contra danos decorrentes do manuseio do módulo. As Figuras 3 e 4 mostram uma ilustração em corte e uma imagem real de um módulo comercial, respectivamente.

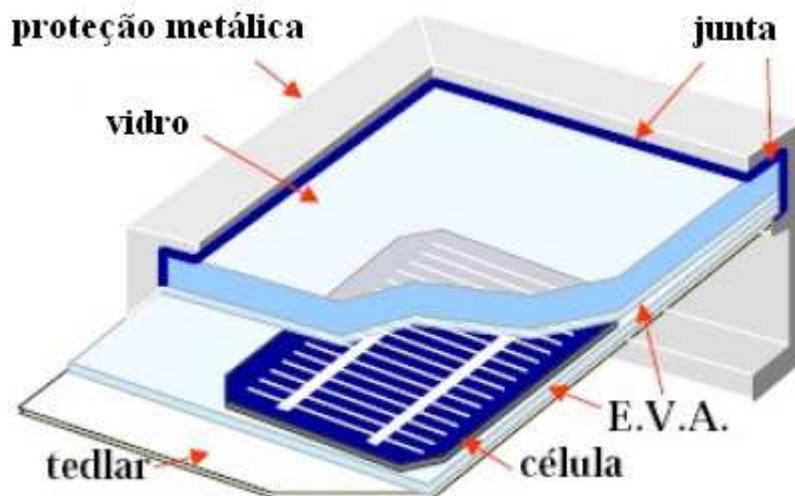


Figura 3 - Ilustração em corte de um módulo comercial.
Fonte: (Martín; Aguilera, 2005)



Figura 4 - Imagem real de um módulo comercial.
Fonte: Kyocera

A garantia de um módulo de Silício cristalino fornecida por muitos fabricantes é superior a 20 anos, o que o torna o equipamento mais confiável de um sistema fotovoltaico. Isso se deve, em grande parte, aos esforços internacionais de padronização da qualidade dos módulos, o que ainda não se deu com outros equipamentos fotovoltaicos (MARTÍN; AGUILERA, 2005).

1.6 Sistemas fotovoltaicos

Os sistemas fotovoltaicos formam um conjunto de equipamentos cuja finalidade é converter a energia radiante do Sol em energia elétrica e disponibilizá-la para uso instantâneo ou armazená-la para uso posterior. Em geral, esse armazenamento é feito em baterias recarregáveis e é aplicável apenas a pequenos sistemas, devido à capacidade limitada das baterias disponíveis atualmente e ao seu elevado custo.

Quando são empregados bancos de baterias, num sistema, é prudente a utilização de um controlador de carga, cuja finalidade é proteger as baterias de sobrecargas e de descargas muito profundas, situações que diminuem a sua vida útil.

Se a unidade consumidora da energia fotogerada (carga) utiliza equipamentos que funcionam em corrente alternada, faz-se necessário também o uso de outro equipamento, o inversor, cuja função é converter a energia elétrica produzida em corrente contínua, pelos módulos solares, em energia elétrica fornecida em corrente alternada.

Também são essenciais, numa instalação fotovoltaica, elementos de proteção contra sobrecargas e choques elétricos.

Uma opção ao armazenamento em bancos de baterias é a injeção da energia

fotogerada diretamente na rede elétrica, através da utilização de um inversor próprio para essa finalidade. Nesse caso, a rede pode ser entendida como um armazenador de grande capacidade.

A seguir, serão descritos os diferentes tipos de aplicação dos sistemas fotovoltaicos, tanto em sistemas isolados quanto em sistemas conectados à rede elétrica.

1.6.1 Sistemas fotovoltaicos isolados ou autônomos

Os sistemas fotovoltaicos isolados são designados para aplicações nas quais a energia convencional não está disponível, quer por restrições técnicas e ambientais ou por desinteresse comercial das concessionárias em expandir suas redes para locais com baixa densidade demográfica.

Um sistema fotovoltaico autônomo é composto basicamente por um arranjo fotovoltaico, um inversor, uma caixa contendo elementos de proteção, um controlador de carga e um banco de baterias. A Figura 5 apresenta, a título de exemplo, um Sistema Fotovoltaico Domiciliário (SFD) instalado na comunidade isolada de São Francisco do Aiucá, no Amazonas, no contexto da Resolução Normativa ANEEL nº 83.



Figura 5 - Sistema Fotovoltaico Domiciliário em São Francisco do Aiucá – AM.
Fonte: (MOCELIN, 2007)

As aplicações para esse tipo de tecnologia são as mais diversas, não se restringindo apenas a SFD. Destacam-se as utilizações em iluminação pública, telecomunicações, sinalização marítima e de estradas, refrigeração, bombeamento de água, telefones de

emergência, entre outras.

A potência de sistemas fotovoltaicos autônomos acumulada nos países membros do PVPS, ao final de 2008, era de 741 MW_p (IEA, 2009) . Esse valor corresponde a 5,5% da potência fotovoltaica total. A participação pouco expressiva dos sistemas isolados no montante geral deve-se à maior presença de outro tipo de aplicação, os sistemas conectados à rede, os quais serão descritos a seguir.

1.6.2 Sistemas fotovoltaicos conectados à rede

Os SFCR dispensam o uso de acumuladores, pois a energia por eles produzida pode ser consumida pela carga ou injetada diretamente na rede elétrica convencional, para ser vendida a outras unidades conectadas ao sistema de distribuição.

A Figura 6 mostra a potência acumulada para os sistemas fotovoltaicos dos países membros do PVPS, entre 1992 e 2008. A cor laranja corresponde aos sistemas conectados e a cor azul aos sistemas autônomos.

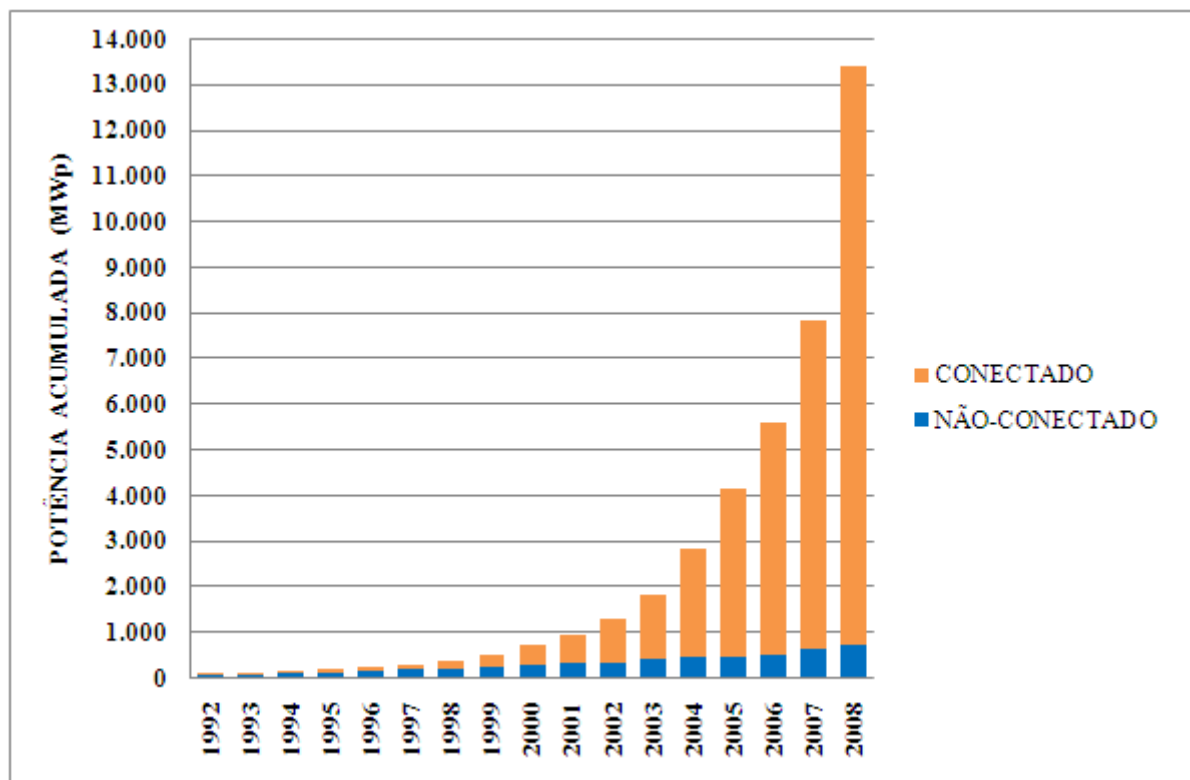


Figura 6- Potência acumulada (PVPS) entre 1992 e 2008.
Fonte: IEA (2009)

O gráfico revela um aumento acentuado da participação dos SFCR, nos últimos anos.

Esse fato se deve principalmente a mecanismos de incentivo criados em alguns mercados-chaves. Somente em 2008, foram instalados 5,7 GW_p, um crescimento de 150% em relação ao ano anterior. A Espanha e a Alemanha respondem por 75 % desse acréscimo. A potência instalada em território espanhol quintuplicou entre 2007 e 2008, enquanto na Alemanha o aumento em relação a 2007 foi de 39%. Se forem incluídos Itália, Estados Unidos, Coréia do Sul e Japão, 96% da potência instalada em 2008 encontra-se nesses seis países.

A taxa média de crescimento da potência fotovoltaica instalada, nos países membros do PVPS, foi de 71% entre 2007 e 2008, chegando-se a 13,4 GW_p ao final de 2008. Desse total, 12,7 GW_p ou 94,5% correspondem a sistemas conectados à rede (IEA, 2009).

De acordo com o porte, as aplicações conectadas à rede podem ser divididas em dois grandes grupos: as grandes centrais fotovoltaicas e os SFCR de pequena e média potência, geralmente integrados a edificações, como será descrito a seguir.

1.6.2.1 Grandes centrais fotovoltaicas

As grandes centrais fotovoltaicas seguem o mesmo princípio das plantas de geração convencionais: envolvem a produção energia em larga escala, em grandes plantas solares, de acordo com a disponibilidade do recurso solar. A energia fotogerada, produzida em corrente contínua, é disponibilizada em corrente alternada a uma subestação elevatória, após passar por inversores. A energia é então transportada em alta tensão até os locais de consumo, exigindo gastos adicionais com transmissão e distribuição (T & D).

A experiência anterior demonstra que o custo da energia produzida em centrais fotovoltaicas não diminui em função da maior capacidade de produção, a exemplo do que ocorre, por exemplo, nas centrais hidrelétricas. Verifica-se que a queda no preço da energia fotogerada está mais ligada à melhoria da eficiência das células e aos ganhos de economia de escala no processo de fabricação dos módulos (LISITA, 2005).

A capacidade das centrais fotovoltaicas nos países membros do PVPS cresceu vertiginosamente. Em 2007, a maior central de que se tinha notícia no mundo era a de Nellis Air Force Base, nos Estados Unidos, com 14,2 MW_p. Em 2008, porém, foram construídos 25 empreendimentos maiores que esse, sendo 20 deles na Espanha (LENARDIC, 2009).

A Figura 7 mostra o Parque Fotovoltaico Olmedilla de Alarcon, no território espanhol. Entregue em 2008, com 60 MW_p, atualmente essa é a maior central fotovoltaica do mundo em potência instalada.



Figura 7- Parque Fotovoltaico Olmedilla de Alarcón, na Espanha.
Fonte: NOBESOL - 2008

1.6.2.2 SFCR em edificações

A Figura 8, a seguir, mostra um SFCR instalado em uma edificação. O sistema básico é composto de um arranjo de painéis fotovoltaicos, um inversor CC/CA, quadros de proteção elétrica, medidores de energia e da própria rede elétrica.

O conjunto de módulos fotovoltaicos, geralmente instalado sobre o telhado da edificação, converte a energia solar em energia elétrica, a qual é disponibilizada em corrente contínua. Após passar pelo inversor, essa energia é então entregue em corrente alternada ao quadro geral da instalação ou diretamente à rede elétrica, dependendo da finalidade da instalação fotovoltaica.

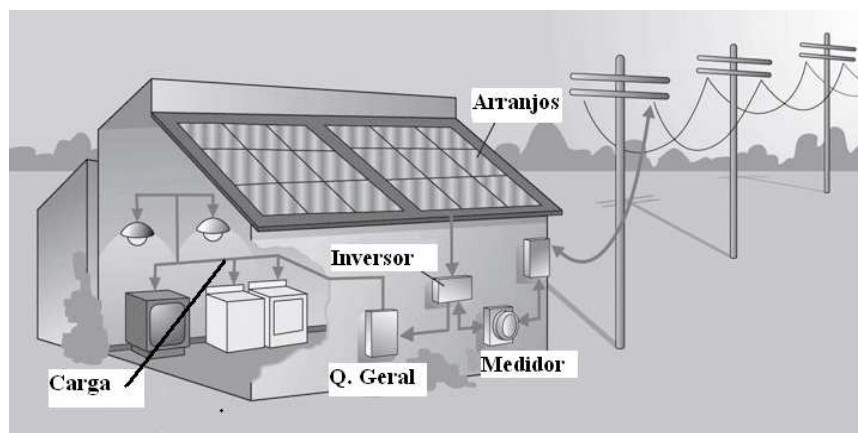


Figura 8- SFCR em uma edificação.
Fonte: MBK Solar Solutions.

Segundo MACEDO (2006), caso não haja nenhum incentivo à energia fotogerada, de

forma que o objetivo da instalação seja o atendimento de parte do consumo da carga, o tipo de conexão mais recomendado é o da Figura 9. Nesse caso, a energia fotovoltaica será entregue à carga e apenas o excedente será injetado na rede. A vantagem ao proprietário é que o medidor 2 gira para a frente quando a carga estiver consumindo energia proveniente da rede e para trás quando a instalação estiver injetando energia na rede. Esse sistema de medição é conhecido como *netmetering*.

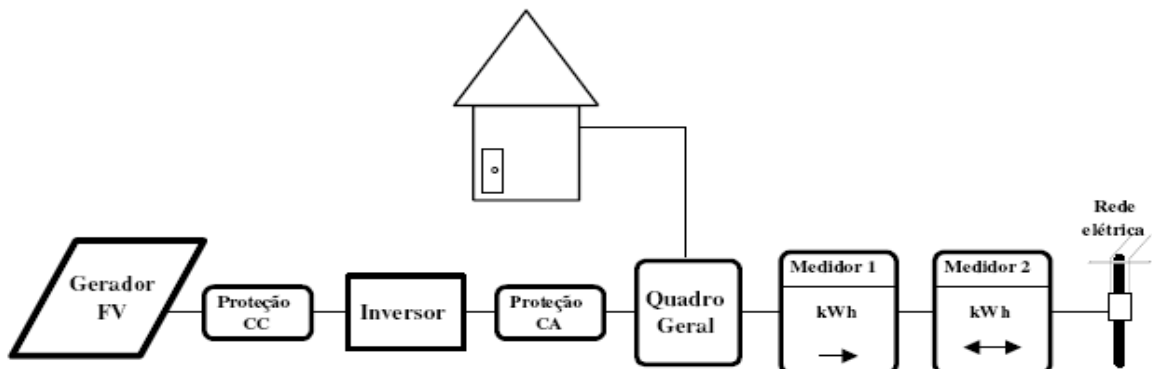


Figura 9- Ponto de conexão recomendado quando não há incentivos à energia fotogerada.
Fonte: (MACEDO, 2006)

Se, por outro lado, houver alguma forma de remuneração à energia fotogerada, a forma ideal de conexão está representada nas Figuras 10 (apenas o excedente recebe incentivos) ou 11 (toda a energia fotogerada recebe incentivos).

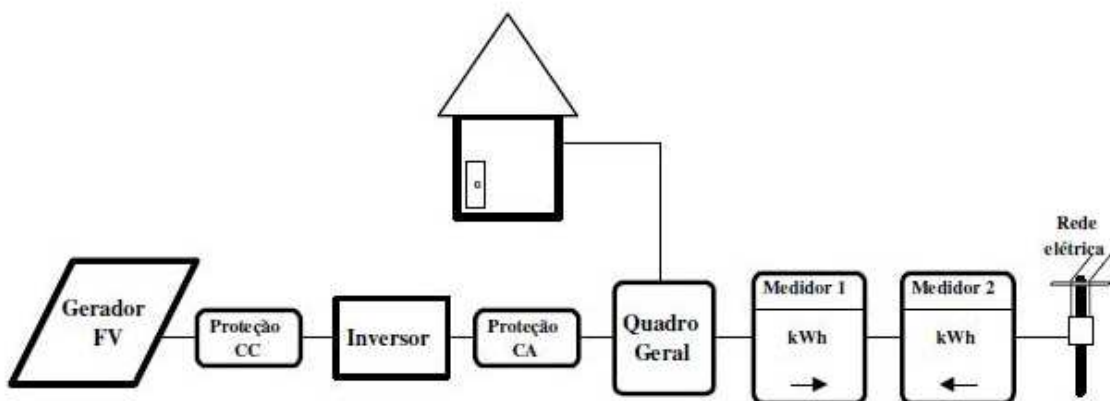


Figura 10 - Ponto de conexão recomendado quando apenas o excedente é incentivado.
Fonte: (MACEDO, 2006)

Do ponto de vista do proprietário, nos esquemas presentes nas Figuras 9 e 10, a energia fotogerada permite reduzir o consumo de energia proveniente da rede ou mesmo receber remuneração pela energia nela entregue. Em muitos casos, o proprietário esforça-se

por reduzir o consumo interno da edificação, visando maximizar a energia entregue à concessionária, o que o beneficia duplamente.

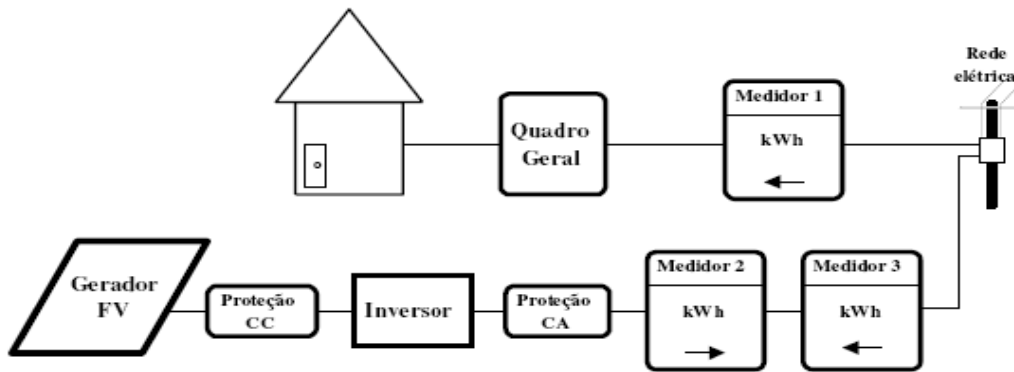


Figura 11- Ponto de conexão ideal quando toda a energia fotogerada é incentivada.

Fonte: (MACEDO, 2006)

Uma particularidade do esquema de ligação mostrado na Figura 11 é o fato de o proprietário do SFCR continuar suprindo o seu consumo com energia comprada integralmente da concessionária, sem redução de receitas para esta. A energia fotogerada, neste caso, é vendida à concessionária para o atendimento de outras unidades consumidoras.

Qualquer que seja a configuração adotada, o SFCR permite gerar energia no próprio local de consumo. Essa concepção, conhecida como Geração Distribuída, traz diversas vantagens ao proprietário, ao sistema elétrico e ao ambiente (BENEDITO; MACEDO; ZILLES, 2008).

Para o sistema elétrico, a geração distribuída permite expandir a oferta de energia sem a necessidade da criação de plantas convencionais, o que exige tempo e gastos adicionais com transmissão.

Em termos ambientais, o funcionamento do SFCR ocorre de forma silenciosa, sem a emissão de poluentes e sem o requerimento de grandes áreas, como ocorre nas plantas convencionais.

A Figura 12 mostra a influência da produção de um SFCR sobre a curva de carga de uma dada edificação pública, cujo ponto de conexão encontra-se no quadro geral da instalação. Para esse exemplo específico, observa-se um perfeito casamento entre a demanda e a produção no próprio ponto de consumo, para alguns horários do dia. Por isso, o potencial dos SFCR como ferramenta de gerenciamento da demanda é enorme, pois as concessionárias poderiam identificar nichos de mercado onde a energia elétrica é requerida em maior

quantidade justamente nos momentos de disponibilidade do recurso solar.

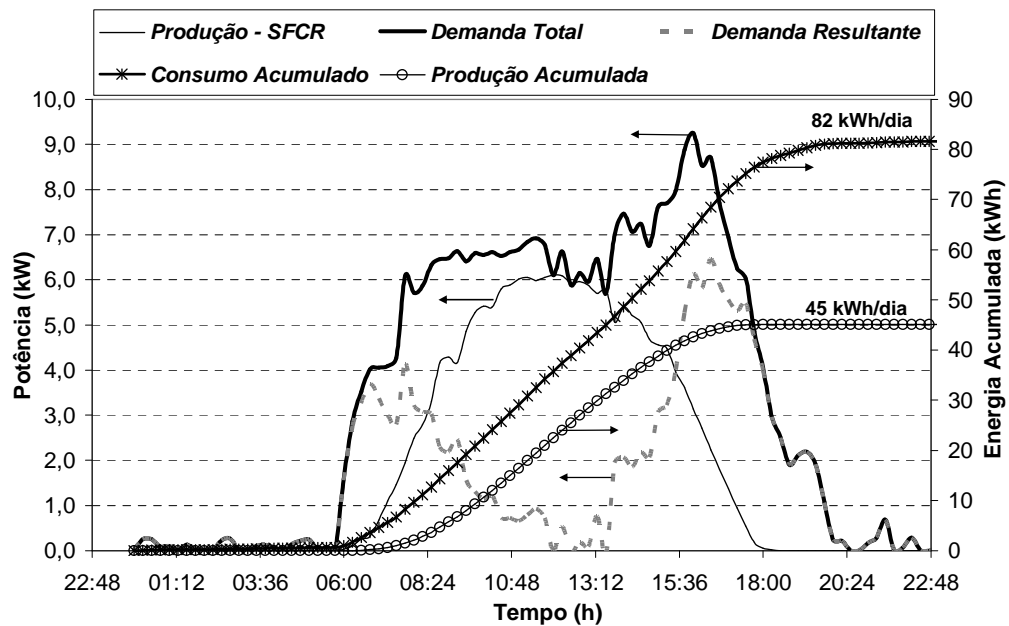


Figura 12- Influência da produção de um SFCR na curva de carga de uma edificação.
Fonte: (BENEDITO; MACEDO; ZILLES, 2008)

1.6.3 Índices de mérito utilizados na avaliação de um SFCR

Com o objetivo de se comparar o desempenho de sistemas fotovoltaicos operando sob diferentes configurações e em diferentes localidades, a engenharia de sistemas fotovoltaicos se utiliza de alguns indicadores de produtividade, conhecidos como índices de mérito. Esses índices permitem verificar se um determinado sistema fotovoltaico está produzindo energia de forma otimizada ou se deve ser reconfigurado para aproveitar ao máximo o recurso solar disponível.

A seguir, serão definidos três desses índices que serão frequentemente citados nos capítulos 2 e 3: o fator de capacidade, a produtividade anual de um sistema e o desempenho global de um sistema.

1.6.3.1 Fator de capacidade de um SFCR

O Fator de Capacidade (C_F) de um SFCR pode ser definido de acordo com a Equação 5, a seguir:

$$C_F = \frac{\int_0^T P(t) dt}{P_N \times T} \quad (5)$$

onde:

$P(t)$ representa a potência entregue pelo sistema no instante t , em kW;

P_N representa a potência nominal do sistema, em kW;

T representa o período de integração (geralmente um ano, 8.760 horas).

A interpretação que se dá para esse índice é a de que ele representa a razão entre a energia de fato entregue pelo sistema, no período considerado, e a energia que ele entregaria se operasse 100% do tempo na sua potência nominal. Seu valor é expresso em porcentagem e, no caso dos SFCR brasileiros, está entre 13% e 18%, variando de acordo com a disponibilidade do recurso solar e da tecnologia e forma de dimensionamento adotadas.

1.6.3.2 Produtividade Anual de um SFCR

A Produtividade Anual (Y_F ou *Final Yield*) de um SFCR encontra-se expressa pela Equação 6:

$$Y_F = \frac{\int_0^{8.760} P(t) dt}{P_N} \quad (6)$$

onde:

$P(t)$ representa a potência entregue pelo sistema no instante t , em kW;

P_N representa a potência nominal do sistema, em kW_p;

O período de integração é de 8.760 horas por ano.

O valor desse índice corresponde à energia gerada, em kWh, por cada kW_p de potência instalada. Por essa razão, a referida grandeza é expressa em kWh/kW_p ou também em horas. Nesse último caso, Y_F representaria o número de horas que o sistema deveria operar em sua potência nominal para produzir a mesma quantidade de energia entregue no período.

Existe uma relação muito útil entre C_F e Y_F , a qual permite determinar rapidamente um dos indicadores quando se possui o outro, desde que o período de integração seja de um ano

completo, como mostra a Equação 7.

$$C_F = \frac{Y_F(h)}{8.760 h} \quad (7)$$

1.6.3.3 Desempenho Global de um SFCR

O Desempenho Global (P_R ou *Performance Ratio*) de um SFCR pode ser encontrado através da aplicação da Equação 8, a seguir:

$$P_R = \frac{Y_F(h)}{H_t / G_{ref}} \quad (8)$$

onde:

H_t representa a irradiação no plano do arranjo, em kWh/m²;

G_{ref} representa a irradiância nas condições padrão, 1 kW/m².

Essa última figura de mérito é muito útil, uma vez que leva em conta as perdas ocorridas no processo de conversão da energia solar em eletricidade. Representa a real capacidade do sistema em converter em eletricidade CA a energia solar disponível no plano dos painéis, pois é a razão entre a energia entregue pelo sistema e a energia que esteve disponível no plano considerado.

1.6.4 Estimativa da energia anual entregue por um SFCR

A energia entregue por um SFCR, em corrente alternada, pode ser determinada através da aplicação da Equação 9 (LORENZO, 2002).

$$E_{CA} = P_N \times \frac{H_t}{G} \times P_R \times F_S \quad (9)$$

onde:

P_N representa a potência nominal do conjunto de módulos, em kW_p;

H_t é a irradiação global efetiva incidente numa superfície de inclinação ótima, em kWh/m²;

G é a irradiância que determina a potência nominal dos módulos, normalmente 1.000 W/m^2 ;
 P_R e corresponde ao desempenho global do sistema, expresso pela Equação 8;
 F_S é um fator de sombreamento, sendo nulo quando o gerador não receber luz e igual à unidade quando não houver sombra.

No estudo a ser realizado no capítulo 3, na utilização da Equação 9 será utilizada uma potência nominal de 1 kW_p , a fim de se facilitar a determinação do custo de geração fotovoltaico. Também será levado em conta que não haverá sombreamento sobre o sistema considerado, de forma que $F_S = 1,0$ para qualquer estimativa de E_{CA} realizada nesse trabalho.

1.6.5 Determinação do custo da energia produzida por um SFCR

O custo da energia produzida por um SFCR pode ser encontrado dividindo-se o valor presente anualizado de todos os valores desembolsados na instalação e manutenção do sistema, ao longo do seu ciclo de vida, pela energia anual por ele gerada.

ZILLES e OLIVEIRA, apresentaram uma expressão simples para o cálculo do custo de geração fotovoltaico (C), dada pela Equação 10, que será utilizada no capítulo 3, na determinação do custo da energia fotovoltaica produzida pelos SFCR no Brasil.

$$C = \left\{ \left[\frac{r \times (1 + r)^N}{(1 + r)^N - 1} \right] + OM \right\} \times \frac{I_{nv}}{87,6 \times C_F} \quad (10)$$

onde:

C representa o custo de geração, em centsUS\$/kWh;

r representa a taxa de desconto referente ao custo de oportunidade;

N corresponde ao tempo de vida útil do sistema;

OM representa uma porcentagem do investimento inicial gasta anualmente na operação e manutenção do sistema;

I_{nv} corresponde ao custo de capital inicial, em US\$/kW_p;

C_F corresponde ao fator de capacidade.

O termo entre colchetes refere-se ao fator de recuperação do capital, figura de mérito econômica responsável por dividir em parcelas homogêneas anuais o valor presente do

montante investido ao longo do ciclo de vida do SFCR.

Encerra-se, assim, o primeiro capítulo dessa dissertação, no qual foram apresentados os principais conceitos e fenômenos referentes ao recurso solar e ao efeito fotovoltaico, bem como as diferentes aplicações dos sistemas fotovoltaicos, em especial os SFCR. Também foram definidas, neste capítulo, as principais figuras de mérito utilizadas na análise de desempenho dos SFCR e as expressões que permitem estimar a energia entregue pelo sistema e o custo de geração da energia fotovoltaica.

CAPÍTULO 2 – SITUAÇÃO DOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE NO BRASIL

Neste segundo capítulo, serão apresentadas as experiências com SFCR em território brasileiro realizadas entre 1995, ano da primeira instalação, e julho de 2009, mês da conclusão dessa pesquisa. Inicialmente, será traçado um panorama geral desses sistemas, contendo sua localização, a potência instalada e o atual estado de funcionamento. Em seguida, serão detalhadas as características dos principais projetos e apresentados dados de produtividade para alguns deles, a partir de publicações existentes na literatura, visitas técnicas e consultas diretas aos responsáveis pela implantação e monitoramento desses sistemas.

2.1 Panorama geral dos SFCR instalados entre 1995 e 2009

Entre os anos de 1995 e 2009, foram instalados 39 SFCR em território brasileiro, dos quais 35 encontram-se em funcionamento, atualmente, totalizando uma potência operacional de 161,32 kW_p. A Tabela 2.1 traz algumas informações básicas sobre esses sistemas.

Tabela 2.1 - SFCR instalados no país entre 1995 e 2009

	Sistema	Potência (kW _p)	Ano de instalação	Situação
1	CHESF	11,00	1995	Desativado
2	Labsolar - UFSC (Prédio da Eng. Mecânica)	2,00	1997	Operando
3	LSF-IEE-USP (Lab. de Sist. Fotovoltaicos)	0,75	1998	Operando
4	UFRJ- COPPE	0,85	1999	Desativado
5	Labsolar - UFSC (Centro de Convivência)	1,10	2000	Operando
6	Grupo FAE -UFPE (Fernando de Noronha - PE)	2,50	2000	Desativado
7	LSF-IEE-USP (Prédio da Administração do IEE)	6,30	2001	Operando
8	Labsolar - UFSC (Centro de Eventos)	10,24	2002	Operando
9	CEPEL (Bloco J)	16,32	2002	Operando
10	Intercâmbio Eletro Mecânico	3,30	2002	Operando
11	Grupo FAE -UFPE (Fernando de Noronha - PE)	2,40	2002	Operando
12	CELESC (Sede em Florianópolis - SC)	1,40	2003	Operando
13	CELESC (Regional Lajes - SC)	1,40	2003	Operando
14	CELESC (Regional Tubarão - SC)	1,40	2003	Operando
15	LSF-IEE-USP (Lab. de Sist. Fotovoltaicos)	6,00	2003	Operando
16	UFRGS (Prédio da Engenharia Mecânica)	4,80	2004	Operando
17	CEMIG (Laboratório de Sementes)	3,00	2004	Operando
18	Escola Técnica de Pelotas	0,85	2004	Desativado

continua...

continuação ...

Tabela 2. 1 – Sistemas fotovoltaicos conectados à rede instalados no país entre 1995 e 2009

	Sistema	Potência (kW_p)	Ano de instalação	Situação
19	LSF-IEE-USP (Estacionamento)	3,00	2004	Operando
20	Grupo FAE -UFPE (Recife - PE)	1,28	2005	Operando
21	ClínicaHarmonia (SP)	0,90	2005	Operando
22	UFJF (Faculdade de Engenharia)	31,70	2006	Operando
23	CEMIG (CPEI-CEFET-MG)	3,24	2006	Operando
24	CEMIG (GREEN – PUC-MG)	2,05	2006	Operando
25	CEMIG (EFAP – Sete Lagoas – MG)	3,00	2006	Operando
26	Casa Eficiente - Eletrosul	2,30	2006	Operando
27	GREENPEACE (Sede São Paulo - SP)	2,80	2007	Operando
28	GRUPO FAE - UFPE (Restarante Lampião -PE)	1,50	2007	Operando
29	Residência Particular (Recife - PE)	1,00	2007	Operando
30	GEDAE - UFPA	1,60	2007	Operando
31	LH2 - Unicamp	7,50	2007	Operando
32	Residência Particular (São Paulo -SP)	2,90	2008	Operando
33	Solaris (Leme -SP)	1,04	2008	Operando
34	Zeppini (Motor Z)	2,40	2008	Operando
35	Zeppini (Fundição Estrela)	14,7	2008	Operando
36	Eletrosul (Estacionamento da Sede –SC)	12,0	2009	Operando
37	Tractebel (Hospital Universitário da UFSC)	2,00	2009	Operando
38	Tractebel (Colégio de Aplicação da UFSC)	2,00	2009	Operando
39	Tractebel (Aeroporto Hercílio Luz –SC)	2,00	2009	Operando
Potência Operacional (kW_p)		161,32		

Dos 35 sistemas em operação, 15 foram implementados por universidades e centros de pesquisa, com recursos de P & D disponibilizados por órgãos de fomento estaduais, federais e mesmo internacionais. Outros 12 foram encabeçados por concessionárias de energia, com o apoio técnico de universidades. Dos SFCE restantes, 5 foram instalados por empresas privadas ligadas à energia solar, 2 foram financiados por pessoas físicas em suas residências particulares e 1 por uma organização não-governamental (ONG).

As Figuras 13 e 14 permitem visualizar a distribuição da potência desses sistemas de acordo com tipo de vínculo institucional dos projetos e com a região geográfica das instalações, respectivamente.

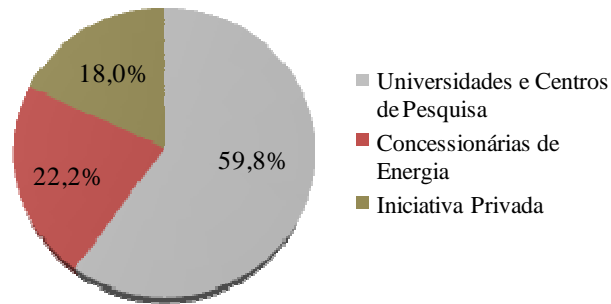


Figura 13- Distribuição da potência operacional de acordo com o vínculo institucional

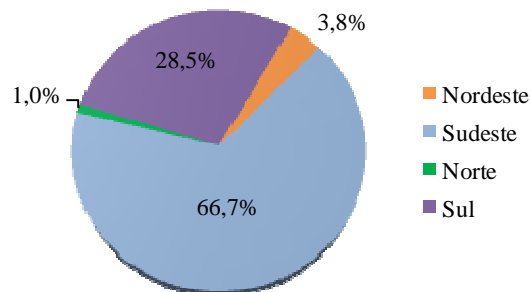


Figura 14- Distribuição da potência operacional de acordo com a região geográfica

Nota-se, pela análise da Figura 13, que cerca de 82% da potência operacional presta-se essencialmente a finalidades acadêmicas de pesquisa e ensino. Esses estudos visam avaliar uma série de aspectos técnicos inerentes aos SFCR. Como objetos de investigação, podem-se citar o desempenho e a confiabilidade de diferentes tecnologias fotovoltaicas, a qualidade da energia injetada na rede e os efeitos do clima sobre o funcionamento dos módulos e sobre sua vida útil.

A seguir, serão detalhadas algumas experiências envolvendo SFCR em território brasileiro.

2.2 Situação dos SFCR instalados por universidades e centros de pesquisa

2.2.1 As experiências da UFSC

A Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), representada pelo Laboratório de

Energia Solar (LABSOLAR) e pelo Laboratório de Eficiência Energética em Edificações (LabEEE), desenvolve pesquisas com sistemas fotovoltaicos integrados a edificações e conectados à rede há mais de uma década. O grupo instalou três sistemas conectados à rede nas dependências do próprio campus da UFSC e assessorou a instalação de diversos outros sistemas conectados, incluindo projetos de concessionárias e da iniciativa privada, como será discutido ao longo deste capítulo.

2.2.1.1 Sistema de 2,0 kW_p no prédio da Engenharia Mecânica da UFSC

Instalado em setembro de 1997, esse sistema conectado à rede foi o primeiro no Brasil a ser integrado à estrutura arquitetônica do edifício. A Figura 15 apresenta uma visão frontal dos arranjos fotovoltaicos.



Figura 15 - Sistema de 2,0 kW_p no prédio da Engenharia Mecânica da UFSC
Fonte: (RÜTHER, R. et al., 2006)

Segundo RÜTHER e DACOREGIO (2000), a instalação é composta por 68 módulos de silício amorfo de dupla junção, com cobertura de vidro e sem moldura, sendo 54 opacos e 14 semitransparentes, todos do antigo fabricante Phototronics Solartechnik. O sistema foi subdividido em 4 arranjos de módulos ligados em paralelo, sendo 3 deles compostos por 16 módulos, todos opacos, e um arranjo com 20 módulos, dos quais 14 são semitransparentes. Cada arranjo está conectado a um inversor de 650 W_p da marca Würth. A área dos arranjos

totaliza 40,8 m².

O desempenho do sistema pode ser avaliado com os dados de produtividade anual (Y_F) disponíveis para oito anos de operação, entre 1998 e 2005, conforme mostra a Tabela 2.2.

Tabela 2.2 – Produtividade anual do sistema de 2 kW_p da UFSC entre 1998 e 2005

Ano	Yield (kWh/kW _p)
1998	1.293
1999	1.231
2000	1.320
2001	1.254
2002	1.181
2003	1.264
2004	1.250
2005	1.277
Média	1.259

Fonte: (RUTHER, R. et al., 2006)

Observa-se uma produção maior no primeiro ano de operação, seguida de uma redução a partir do segundo ano, com uma tendência à estabilização nos anos seguintes. Segundo RUTHER, R. et al (2006), essa é uma característica de módulos de silício amorfo, os quais sofrem uma degradação natural devido à exposição à luz (efeito Staebler-Wronski) após os primeiros meses de operação, o que reduz a eficiência de conversão da energia luminosa em eletricidade.

O valor médio de Y_F é de 1.259 kWh/kW_p, o que revela um fator de capacidade médio de 14 %.

Até meados de 2009 o sistema operava normalmente, não tendo apresentado falhas técnicas significativas desde a sua implantação.

2.2.1.2 Sistema de 1,1 kW_p no Centro de Convivência da UFSC

Seguindo os passos da primeira experiência de conexão à rede, o LABSOLAR implementou outros SFCR no campus, incluindo uma instalação de 1,1 kW_p, que entrou em operação em 2000, no Centro de Convivência. O objetivo do projeto é divulgar o conceito da geração de eletricidade no próprio ponto de consumo junto aos estudantes, através de uma fonte silenciosa, limpa e renovável, que é a energia solar. Esse sistema opera normalmente desde a sua instalação.

2.2.1.3 Sistema de 10,24 kW_p no Centro de Cultura e Eventos da UFSC

Conforme descrito em VIANA et al. (2007), a Figura 16 a seguir trata-se de um sistema de 10,24 kW_p instalado sobre a cobertura do Centro de Cultura e Eventos da universidade. O SFCR é constituído de 80 módulos fotovoltaicos flexíveis de 128 W_p, fabricados em silício amorfo de junção tripla, pelo fabricante UniSolar. O conjunto de módulos, cuja inclinação corresponde à latitude local (27°), ocupa uma área de 173 m², o que representa apenas 7,6 % da área da cobertura.



Figura 16 - Sistema de 10,2 kW_p na cobertura do Centro de Cultura e Eventos da UFSC
Fonte: (VIANA et al., 2007)

O gerador fotovoltaico injeta energia na rede elétrica da edificação por meio de 9 inversores da marca Würth, alimentando os equipamentos elétricos do prédio.

Ainda segundo VIANA et al. (2007), nos dois primeiros anos de operação, o sistema gerou 27.950 kWh, resultando numa produtividade anual média de 1.365 kWh/kW_p e num fator de capacidade médio de 16 %. O consumo anual do prédio, excetuando o sistema de ar condicionado, o qual é alimentado por um circuito independente, está estimado em 172.747 kWh. Dessa forma, a energia fotogerada corresponde a aproximadamente 8% do consumo médio da edificação. O mesmo estudo afirma que, se toda a área da cobertura fosse ocupada com módulos fotovoltaicos da mesma tecnologia atual, o sistema seria capaz de gerar 181.709 kWh anuais, valor que excederia o consumo anual do prédio (sem o ar condicionado).

A localização desse sistema é estratégica para a divulgação do uso da energia solar

como forma de geração de eletricidade no próprio local de consumo, pois o Centro de Cultura e Eventos da UFSC recebe milhares de pessoas todos os anos, uma vez que é um dos maiores espaços culturais de Florianópolis.

2.2.2 As experiências do Grupo FAE - UFPE

O Grupo FAE - UFPE (Grupo de Pesquisa de Fontes Alternativas da Universidade Federal de Pernambuco) foi responsável, desde o ano 2000, pela implantação de quatro SFCR na região Nordeste, dos quais três ainda se encontram em funcionamento e serão apresentados na seqüência.

2.2.2.1 Sistema de 2,4 kW_p com baterias do Hospital São Lucas – Fernando de Noronha – PE

Financiado com recursos do projeto CELPE³/ANEEL – UFPE, esse sistema é composto por 8 módulos de 300 W_p, dispostos em dois painéis de 4 módulos cada, os quais formam um arranjo que está ligado a um inversor de 4 kW. O sistema está instalado sobre o telhado do Hospital São Lucas, no Arquipélago de Fernando de Noronha – PE, ocupando uma área de 19,4 m², e está conectado à rede elétrica da Usina Tubarão, a qual produz eletricidade para o arquipélago a partir de geradores a diesel (BARBOSA, E.; LOPES; TIBA, 2004) . A Figura 17 mostra uma fotografia externa do sistema.

O sistema foi concebido para atender a demanda por iluminação da edificação. A particularidade da instalação é a presença de um sistema de acumulação com 8 baterias, o qual só é utilizado nos casos de ausência total de alimentação pela rede convencional, de forma que a energia acumulada é destinada exclusivamente ao sistema de iluminação do hospital, com autonomia de 1,5 h para uma potência total de 3,6 kW.

Atualmente o sistema encontra-se em funcionamento, porém apresenta alguns problemas de operação. O quadro de comando demonstra falhas constantes e já ocorreu a oxidação dos contatos metálicos da instalação. Não existe qualquer tipo de manutenção do sistema e não estão previstos recursos para essa finalidade (**informação pessoal**)⁴.

³ CELPE – Companhia Energética de Pernambuco.

⁴ Informação obtida a partir de mensagem eletrônica recebida de Elielza Moura de Souza Barbosa – Grupo FAE, em 17 de abril de 2009.



Figura 17 - Sistema de 2,4 kW_p no Hospital São Lucas em Fernando de Noronha – PE
Fonte: (BARBOSA, E.; LOPES; TIBA, 2004)

2.2.2.2 Sistema de 1,28 kW_p com baterias no campus da UFPE

Implantado em 2005, inicialmente esse sistema era constituído um arranjo de 20 módulos de silício policristalino de 80 W_p cada, totalizando 1,6 kW_p, os quais estavam ligados a um inversor de 1 kW. A Figura 18 ilustra a disposição dos módulos desse sistema, formando a sigla da UFPE.

A energia fotogerada atendia a uma rede de computadores e a iluminação de um dos laboratórios do grupo FAE, injetando na rede da CELPE o excedente gerado.

O sistema operou com essa configuração de forma satisfatória por algum tempo, até ser reconfigurado, em 2006 (BARBOSA, E. ; SILVA; MELO, 2007). O conjunto passou a conter um banco de baterias e houve a remoção de um painel de 4 módulos devido a danos físicos em dois deles (**informação pessoal**)⁵, de forma que o novo arranjo passou a ter 1,28 kW_p. O inversor original, de 1 kW, danificado no primeiro ano de operação, também foi substituído por outro de 4 kW.

A presença do sistema de acumulação tem como objetivo estudar o comportamento do sistema para uma situação emergencial em que não pode haver interrupção no fornecimento de energia elétrica, como é o caso de um laboratório de vacinas em um centro de saúde.

⁵ Verificou-se que esses danos foram provocados por vandalismo - Informação obtida a partir de mensagem eletrônica recebida de Eielza Moura de Souza Barbosa – Grupo FAE, em 17 de abril de 2009.



Figura 18 - Sistema de 1,28 kW_p no Campus da UFPE
 Fonte: (BARBOSA, E. ; SILVA; MELO, 2007)

O balanço energético da edificação, para os meses de junho, julho e agosto de 2007, demonstrou que o consumo médio mensal da carga foi de 168 kWh e a energia mensal necessária para o carregamento do sistema de baterias foi de 77 kWh, totalizando 245 kWh consumidos. A energia fotovoltaica produzida foi de 65 kWh mensais e a energia proveniente da rede convencional foi de 180 kWh por mês e, portanto, nenhuma energia fotogerada foi injetada na rede, no período considerado, a não ser de forma instantânea, em momentos de elevada irradiação (BARBOSA, E. ; SILVA; MELO, 2007).

Em suma, a experiência mostrou ser útil um sistema de acumulação nos casos de falta total da rede convencional. Essa opção, porém, só deve ser considerada em casos excepcionais, pois exige investimentos adicionais e, como ficou demonstrado, o consumo elevado para o carregamento das baterias pode inviabilizar a injeção de energia fotogerada na rede elétrica.

2.2.2.3 Sistema de 1,5 kW_p do Restaurante Lampião

Em setembro de 2007, com financiamento do Ministério das Minas e Energia, o grupo FAE assessorou a instalação de mais um SFCR, desta vez no Restaurante Lampião, localizado no município de Piranhas – AL, às margens do Rio São Francisco, na região de Xingó.

O sistema conta com 12 módulos de 125 W_p, dispostos em formato de um tucunaré⁶

⁶ Peixe abundante da região, saboroso e nutritivo. A montagem do sistema no formato de um peixe é um dos atrativos do local.

sobre uma estrutura flutuante, totalizando 1,5 kW_p de potência instalada. A conversão da energia CC em CA é feita por meio de um inversor de 1,1 kW, o qual está conectado ao quadro geral da edificação e à rede elétrica da CEAL (Companhia Elétrica de Alagoas). A Figura 19 traz os detalhes do arranjo fotovoltaico.



Figura 19 - Sistema de 1,5 kW_p no Restaurante Lampião
Fonte: (BARBOSA, E. et al., 2008)

A seleção do local foi baseada em alguns critérios técnicos adotados no início do projeto, como o fato de o proprietário do estabelecimento possuir uma renda sustentável, de o sistema ser um atrativo para os turistas e, portanto, incentivar o turismo técnico-ecológico, e também pelo fato de os proprietários terem se envolvido na instalação e na guarda dos equipamentos. Eles também deveriam permitir à companhia energética local o acompanhamento de seus gastos mensais com energia (BARBOSA, E. et al., 2008).

O sistema foi projetado de forma que a energia fotogerada atendesse a 50% da demanda do restaurante, cerca de 200 kWh por mês.

Os dados de janeiro a abril de 2008 fornecidos pelos equipamentos de monitoramento demonstraram que, embora a meta estabelecida não tenha sido atingida, a energia fotogerada foi suficiente para suprir a demanda do restaurante (basicamente com iluminação) e ainda houve a injeção de energia na rede elétrica. Foram produzidos 568 kWh, enquanto o consumo do estabelecimento foi de 483 kWh (BARBOSA, E. et al., 2008). Foram enviados para a rede da CEAL cerca de 192 kWh, o suficiente para suprir a demanda de uma pequena residência.

Funcionando sem problemas desde a sua implantação, esse sistema é um exemplo de sucesso no que diz respeito ao uso de energias alternativas como forma de alavancar o turismo ecológico de uma região.

2.2.3 A experiência do CEPEL

Em dezembro de 2002 foi inaugurado um SFCR de 16,32 kW_p, instalado sobre a cobertura do prédio do CATE (Centro de Aplicação de Tecnologias Eficientes), localizado no bloco J do CEPEL (Centro de Pesquisas de Energia Elétrica).

São 204 módulos fotovoltaicos de 80 W_p cada, todos construídos em silício monocristalino pelo fabricante BP SOLAR. A fixação dos módulos não se deu diretamente no telhado do prédio, pois isso exigiria uma reforma da cobertura, o que custaria muito caro. Optou-se, então, pela sustentação através de postes metálicos típicos de instalações fotovoltaicas em solo (GALDINO, 2003). A Figura 20 a seguir apresenta uma visão geral da instalação dos módulos fotovoltaicos.



Figura 20 - Sistema de 16,32 kW_p do CEPEL
Fonte: (GALDINO, 2003)

A energia fotogerada é injetada na rede do CEPEL por meio de 6 inversores de potência de 2.500 W da SMA, conectados em delta na rede de baixa tensão trifásica de 220V do prédio.

A potência do sistema é muito pequena comparada à demanda do edifício. Dessa forma, na ocasião do dimensionamento não havia a expectativa de injeção de energia na rede elétrica externa.

O desempenho inicial do sistema foi marcado por diversas interrupções. De dezembro de 2002 a maio de 2003, o conjunto operou de forma experimental, tendo sido desligado diversas vezes para manutenção do sistema de aquisição de dados. Ao final de 2004, haviam-se passado 24 meses da entrada em operação, mas o CEPEL só dispunha de 16 meses de medições confiáveis quanto à produtividade da instalação (GALDINO, 2005).

A partir dos dados disponíveis para o período considerado e com a estimativa da produção dos oito meses faltantes, GALDINO (2005) calculou em 21 MWh a geração anual média do sistema do CEPEL. A geração média diária está estimada em 57,6 kWh e o fator de capacidade em 14,7%. A produtividade anual (Y_F) estimada foi de 1.290 kWh/kW_p.

Recentemente, quatro dos seis inversores sofreram danos elétricos (**informação verbal**⁷), o que levanta dúvidas quanto à confiabilidade técnica dos equipamentos eletrônicos utilizados na conversão CC – CA, para instalações desse porte. Os equipamentos queimados foram encaminhados para conserto, para se conhecer as causas exatas das falhas, antes de se investir na compra de novos inversores.

2.2.4 A experiência da UFRGS

A UFRGS (Universidade Federal do Rio Grande do Sul), por meio do Laboratório de Energia Solar, instalou seu primeiro SFCR no ano de 2004. O projeto foi financiado com recursos da CEEE (Companhia Estadual de Energia Elétrica do Rio Grande do Sul).

Após testes realizados com um conjunto de módulos do fabricante ISOFOTON, a fim de se conhecer suas curvas características, foram selecionados 48 deles, os quais foram organizados em seis painéis de 8 módulos, constituindo três arranjos de 16 módulos cada. Como a potência de cada módulo é de 100 W_p, o gerador fotovoltaico conta com potência total instalada de 4,8 kW_p.

Os três subsistemas injetam energia na rede elétrica de 127/220 V do laboratório por meio de três inversores monofásicos da marca SMA, todos com 1,1 kW, os quais, ligados em triângulo, distribuem a energia CA em cada uma das três fases da instalação elétrica.

A conexão dos arranjos aos inversores e à rede é feita dentro de um quadro geral, no qual também estão presentes um sistema de aquisição de dados, um medidor de kWh e elementos de proteção. Uma descrição completa dos componentes do sistema bem como os detalhes da instalação podem ser encontrados em DIAS (2006). A Figura 21 apresenta uma fotografia dos módulos que compõem o gerador fotovoltaico.

⁷ Informação obtida de Marco Antônio Galdino em visita técnica ao CEPEL realizada em 09/06/2009.



Figura 21- Sistema de 4,8 kW_p no Campus da UFRGS
Fonte: (DIAS, 2006)

Baseando-se em dados experimentais de irradiação no plano dos painéis e da temperatura ambiente, para um período de sete anos, DIAS (2006) estimou a energia injetada anualmente na rede, pelo sistema, em 5.783 kWh, o que resulta numa produtividade anual de 1.205 kWh/kW_p e, portanto, num fator de capacidade de 13,8 %.

Também foram determinados experimentalmente alguns indicadores de desempenho, como C_F e P_R , para três categorias de dias: ensolarado, parcialmente nublado e nublado, no período que vai de dezembro de 2004 a fevereiro de 2005. Os resultados são apresentados na Figura 22.

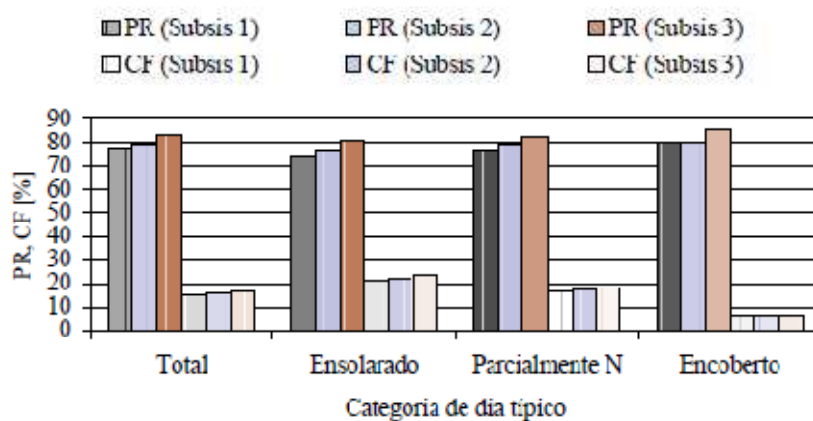


Figura 22 - P_R e C_F para os três subsistemas da UFRGS
Fonte: (DIAS, 2006)

O melhor desempenho apresentado pelo subsistema 3 tem relação com o fato de seu FDI (Fator de Dimensionamento do Inversor) ser mais favorável que os outros dois sistemas. Como é de se esperar, o fator de capacidade apresentou valores maiores em dias ensolarados, quando o recurso solar está mais disponível.

Atualmente, mais de quatro anos após a sua instalação, o sistema apresenta-se em muito boas condições. Porém, tem sido utilizado para ensaios de inversores e frequentemente tem sido desconectado da rede, de forma que a energia injetada não corresponde à capacidade efetiva do sistema (**informação pessoal**⁸). A planta não apresentou defeitos significativos durante o ciclo de operação, tendo apenas sofrido uma avaria decorrente de uma descarga atmosférica, a qual danificou um sistema de aquisição de dados, que foi consertado posteriormente.

2.2.5 A experiência da UFJF

Em 2005, a Faculdade de Engenharia da UFJF (Universidade Federal de Juiz de Fora), sob supervisão do Professor Pedro Gomes Barbosa, do Departamento de Energia da faculdade, implantou uma usina solar de 31,70 kW_p, o que pode ser considerada a instalação fotovoltaica de maior porte do país. A Figura 23 apresenta a visão dos arranjos fotovoltaicos empregados.



Figura 23 - Geradores da usina fotovoltaica de 31,70 kW_p da UFJF
Fonte: (VINAGRE, 2005)

⁸ Informação obtida de Arno Krenzinger, chefe do Laboratório de Energia Solar da UFRGS, em mensagem eletrônica recebida em 19 de abril de 2009.

Essa instalação é composta de 264 módulos de silício policristalino com 120 W_p cada, todos do fabricante BP Solar. Esses módulos estão organizados em 11 arranjos independentes, cada um contendo 24 módulos (VINAGRE, 2005).

A energia fotogerada passa por conversores CC-CC e CC-CA, os quais empregam um chaveamento com modulação seletiva harmônica, visando reduzir a quantidade de harmônicos na tensão CA entregue à rede. Em seguida, as tensões trifásicas produzidas por cada um dos inversores é somada por meio de um banco de transformadores, os quais estão conectados a uma subestação de distribuição da faculdade, dentro do campus da UFJF.

Os objetivos do projeto são, segundo o Coordenador, Professor Pedro Gomes Barbosa, “o domínio da tecnologia, o desenvolvimento de algoritmos para o controle de sistemas de geração fotovoltaicos e a investigação dos impactos provocados em um pequeno sistema de distribuição” (**informação pessoal**⁹). Os sistemas de conversão CC-CC, CC-CA e de aquisição de dados são desenvolvidos pelos próprios alunos do programa de Mestrado em Engenharia Elétrica da faculdade.

Até meados de 2009, os sistemas de aquisição eletrônicos ainda se encontravam em desenvolvimento e, portanto, não foram disponibilizados indicadores de produtividade para essa instalação.

2.2.6 As experiências do LSF-IEE-USP

O LSF (Laboratório de Sistemas Fotovoltaicos) do IEE-USP (Instituto de Eletrotécnica e Energia da USP), desenvolve pesquisas inerentes a SFCR desde 1998, quando instalou seu primeiro sistema, o qual possuía uma potência de 0,75 kW_p .

Ao longo de mais de uma década, o laboratório ampliou suas pesquisas com SFCR, de forma que, atualmente, os três sistemas em operação nas dependências do IEE-USP, a serem detalhados no próximo tópico, totalizam uma potência instalada de 16,1 kW_p .

2.2.6.1 Sistema de 0,75 kW_p nas dependências do LSF

Em abril de 1998, no âmbito do Programa para o Desenvolvimento das Aplicações da Energia Solar Fotovoltaica, financiado pela FAPESP (Fundação de Amparo à Pesquisa do

⁹ Informação obtida através de mensagem eletrônica recebida em 20 de abril de 2009.

Estado de São Paulo, o LSF instalou um sistema de 750 W_p (potência nominal¹⁰) nas dependências do laboratório, conectando-o à rede elétrica da Eletropaulo, concessionária de energia que serve o campus da USP.

A energia fotogerada é destinada para suprir parcialmente o consumo dos equipamentos do laboratório e, nos horários em que há geração e nenhum consumo, a energia produzida é injetada na rede.

O arranjo fotovoltaico é constituído por 10 módulos Siemens de 75 W_p, de silício monocristalino, todos conectados em série. A conexão à rede é feita por meio de um inversor SMA de 700 W, de forma que a energia produzida pelo sistema é injetada em 220 V entre as fases que servem o laboratório.

Inicialmente, por questões de segurança, a concessionária exigiu a instalação de um transformador logo após o inversor, a fim de garantir a isolação galvânica. A energia era então injetada em 127 V entre uma das fases do laboratório e o neutro. Porém, como ficou demonstrado que o próprio inversor já possuía transformador de isolamento, a exigência do transformador foi retirada e o mesmo removido da instalação (OLIVEIRA, 2002). Essa remoção provocou benefícios ao sistema, pois o consumo do transformador era significativo (cerca de 50 W de potência dedicada a ele).

Dados de produtividade para um período de 27 meses (de abril de 1998 a julho de 2000), os quais se encontram detalhadamente apresentados em OLIVEIRA (2002), mostram que o sistema gerou 2.413 kWh, resultando numa produtividade anual de 1.429 kWh/kW_p. O fator de capacidade obtido no período variou entre 15,2 % no inverno e 18,3% nas estações primavera e outono. O desempenho global do sistema (PR), no período, ficou em torno de 81,4 %.

Atualmente, o sistema opera sem problemas e o único tipo de manutenção exigido é o ajuste eventual dos contatos metálicos e a lavagem periódica dos módulos.

2.2.6.2 Sistema de 12,3 kW_p no prédio da Administração do IEE-USP

A descrição a seguir trata de um SFCR instalado na fachada norte do prédio da Administração do IEE-USP, instalado em duas etapas. A primeira delas, em 2001, resultou na instalação de 6,3 kW_p (ZILLES e OLIVEIRA, 2001). Em 2003, o sistema foi ampliado para

¹⁰ Posteriormente, após ensaios, verificou-se que a potência real era de 695 W_p, conforme descrito em Oliveira (2002, p. 52).

12,3 kW_p, passando a contar, então, com 80 módulos de silício monocristalino da ATERSA e 80 de silício policristalino, do fabricante SOLAREX, dispostos em 8 arranjos de 20 módulos cada, os quais ocupam uma área total de 128 m².

As Figuras 24 e 25 apresentam detalhes do gerador fotovoltaico e a sala de monitoramento, respectivamente.



Figura 24 - Sistema de 12,3 kW_p instalado no prédio da Administração do IEE-USP
Fonte: (MACEDO; ZILLES, 2007)



Figura 25 - Sala de monitoramento do sistema de 12,3 kW_p do IEE-USP
Fonte: (MACEDO; ZILLES, 2007)

Todos os arranjos foram incorporados arquitetonicamente à edificação, servindo como

elementos de sombreamento, reduzindo a carga térmica da edificação e, conseqüentemente, o consumo do ar condicionado.

Na configuração original, cada arranjo é formado por dois painéis de 10 módulos em série, conectados em paralelo a um inversor de 1 kW. Os 8 inversores estão ligados em paralelo a duas fases do barramento interno do prédio, injetando energia em 220 V na rede de baixa tensão da Eletropaulo.

Os dados de irradiância, temperatura dos módulos, de produtividade e de parâmetros elétricos da instalação são obtidos através de um sistema de aquisição e podem ser monitorados a partir de um computador, na mesma sala onde ficam os inversores.

Algumas alterações de configuração foram realizadas durante pesquisas sobre os efeitos do FDI, como descrito em MACEDO (2006). Trabalhos mais recentes, como MACEDO e ZILLES (2007), mostram que, durante as pesquisas, a potência instalada do sistema foi de 11,07 kW_p.

O mesmo estudo mostrou que a contribuição energética do sistema para a redução do consumo da edificação é significativa. Dados de produtividade extraídos no período de janeiro de 2004 a dezembro de 2005 mostram que o sistema gerou 23.174 kWh, o que resulta numa produtividade anual de 1.047 kWh/kW_p. O consumo do prédio, por outro lado, foi estimado em 1.800 kWh, a partir de dados medidos de agosto a novembro de 2005. A instalação fotovoltaica produz, portanto, cerca de 54% da energia elétrica requerida pelo prédio da Administração do IEE.

Com base nos dados do ano de 2004, MACEDO (2006) calculou em 1.090 kWh/kW_p o valor de Y_F e em 71 % o índice P_R . Já o fator de capacidade obtido foi de 12,5 %. É importante ressaltar que esses valores podem variar de ano para ano de acordo com fatores climáticos, como a maior ou menor presença de nebulosidade.

Atualmente, o sistema, com potência nominal de 12,3 kW_p, opera de forma bastante satisfatória e tem servido para se analisar a confiabilidade da tecnologia fotovoltaica para a produção descentralizada de eletricidade, a partir de diversas configurações de dimensionamento possíveis. Também tem permitido a divulgação de uma forma alternativa de produção de eletricidade no próprio ponto de consumo perante o público da USP e aos visitantes do campus, servindo como base para projetos futuros semelhantes a esse.

2.2.6.3 Sistema de 3,0 kW_p no estacionamento do IEE-USP

Em dezembro de 2004, o LSF colocou em operação mais um SFCR, dessa vez no âmbito do PUREFA (Programa de Uso Racional de Energia e Fontes Alternativas), programa implementado pela USP visando a adoção de medidas para reduzir o consumo de energia convencional e ampliar a geração distribuída no campus, com financiamento pela FINEP (Financiadora de Estudos e Projetos).

Esse SFCR, mostrado na Figura 26, é composto de 60 módulos de silício policristalino do fabricante Astropower, todos com potência nominal de 50 W_p. Foram dimensionados três arranjos de vinte módulos cada, estando esses organizados em dois painéis de 10 módulos ligados em série. Cada arranjo está ligado a um inversor de 1 kW modelo Sunny Boy 1100 U da SMA, escolhido por ter demonstrado ser confiável, em outras ocasiões, e por ser apropriado para instalação externa (LISITA, 2005).



Figura 26 - Sistema de 3,0 kW_p no estacionamento do IEE-USP
Fonte: Roberto Zilles, 2004

Entre maio de 2005 e maio de 2009 esse SFCR produziu 12.363 kWh. Ocorre que nem sempre o sistema operou com 3 kW_p de potência nominal, devido ao fato de que uma fileira de módulos não pôde ser conectada ao seu respectivo inversor, na ocasião da instalação, devido à quebra de um dos módulos. Até meados de 2005, o sistema operava com apenas 2,5 kW_p, devido ao problema já relatado. Nesse período, as medições realizadas por LISITA (2005) indicaram uma produtividade mensal de 88,3 kWh/kW_p e permitiram calcular um fator de capacidade de 12,3 %. Atualmente, esse SFCR opera normalmente com seus 3 kW_p nominais.

2.2.7 A experiência do GEDAE - UFPA

O GEDAE (Grupo de Estudos e Desenvolvimento de Alternativas Energéticas), situado no campus da UFPA (Universidade Federal do Pará), colocou em funcionamento, em dezembro de 2007, o primeiro SFCR da Região Amazônica. O sistema é composto por 21 módulos de 75 W_p cada, conectados em série, totalizando 1,58 kW_p. O arranjo está ligado a um inversor de 2,5 kW. A Figura 27 mostra uma foto do conjunto de módulos sobre o telhado do laboratório do GEDAE.



Figura 27 - Sistema de 1,58 kW_p do GEDAE - UFPA
Fonte: MACEDO et al. (2008)

Em MACEDO et al. (2008), a produtividade anual do sistema foi estimada em 1.296 kWh/kW_p, o que permite estimar um fator de capacidade de 14,8 % para a instalação, a qual opera normalmente.

2.3 Situação dos SFCR instalados por concessionárias de energia

2.3.1 A experiência da CHESF

A CHESF (Companhia Hidroelétrica do São Francisco), instalou em Natal (RN), um sistema fotovoltaico de 11 kW_p, o qual operou entre 1986 e 1991. Em 1995, o sistema foi transferido para Recife-PE e conectado à rede elétrica da sede da companhia. Essa foi a primeira experiência de conexão à rede no Brasil da qual se tem notícia.

O sistema operou até o ano de 2001, quando foi desativado devido a problemas

técnicos verificados nos inversores e à degradação dos módulos, embora ainda se encontre sobre o telhado do Edifício André Falcão, sede da CHESF (informação pessoal)¹¹. A Figura 28 mostra uma imagem do SFCR.



Figura 28 - Sistema de 11 kW_p da CHESF
Foto: Roberto Zilles

O sistema era composto de 12 arranjos fotovoltaicos, sendo 11 arranjos da marca alemã AEG (10 kW_p), cada qual contendo um painel com 48 módulos de silício policristalino ligados em série e 1 arranjo de módulos de silício monocristalino da marca brasileira Heliodinâmica (1 kW_p), totalizando 11 kW_p instalados (OLIVEIRA, 2002). Os arranjos AEG estavam conectados à rede através de uma unidade condicionadora de energia (inversor e sistema de controle) de fabricação AEG e, os módulos da Heliodinâmica, através de uma unidade condicionadora da marca brasileira Varitec, injetando eletricidade em 380 V CA trifásico na rede da sede.

Os planos da Gerência de Tecnologias de Geração da companhia são de desmontar os arranjos e realizar estudos mais detalhados sobre a ação do tempo sobre os módulos fotovoltaicos, já que esses equipamentos totalizam mais de 20 anos de existência, podendo, portanto, fornecer dados de longo prazo.

2.3.2 O Projeto CELESC

Em 2003, A CELESC (Centrais Elétricas de Santa Catarina), com o apoio técnico do

¹¹ Informações de Pedro Bezerra, gerente do Departamento de Tecnologias de Geração da CHESF, em telefonema realizado em abril de 2009.

LabEEE e do LABSOLAR, instalou três sistemas fotovoltaicos de 1,4 kW_p cada em diferentes regiões do Estado de Santa Catarina, sendo um na sede da CELESC em Florianópolis, um na regional de Lajes e o outro na regional de Tubarão. Todos eles foram implementados no contexto do programa P&D ANEEL/CELESC, com o intuito de avaliar a viabilidade da utilização de sistemas fotovoltaicos interligados à rede elétrica convencional de Santa Catarina.

A principal característica dessas instalações é a utilização de mantas flexíveis de silício amorfo, as quais foram coladas diretamente sobre superfícies metálicas curvas em formato de onda, pois desejava-se analisar, entre outros aspectos, a influência dessa opção estética na produtividade do sistema (RÜTHER et al., 2005).

Cada sistema é composto de 11 módulos de 128 W_p do fabricante Unisolar, divididos em dois arranjos (768 W_p e 640 W_p, respectivamente) os quais estão conectados a dois inversores de 650 W_p da marca Würth Solar. O dimensionamento dos arranjos com potência superior e inferior aos respectivos inversores teve como objetivo avaliar qual a melhor configuração para o clima da região.

As produtividades médias diárias apresentadas pelos sistemas, em kWh/kW_p, nos três primeiros meses de operação, os quais coincidiram com os meses de verão, foram de 5,94, 6,39 e 5,93, respectivamente, para as cidades de Florianópolis, Lajes e Tubarão (RÜTHER et al., 2005).

O melhor FDI foi o do subsistema cujos módulos totalizam 640 W_p, pois foi demonstrado que o inversor conectado ao arranjo de 748 W_p desperdiça boa parte da energia gerada, já que não é capaz de processá-la.

Além de se mostrar tecnicamente e arquitetonicamente viável, essa experiência forneceu importantes contribuições para a compreensão do funcionamento de módulos flexíveis de silício amorfo em diferentes temperaturas e também sobre o melhor FDI para diferentes climas.

2.3.3 As experiências da CEMIG

Por meio de projetos de P & D, a CEMIG (Companhia Energética de Minas Gerais) propiciou recursos para a instalação de quatro SFCR, sendo dois em prédios próprios e dois em instituições com as quais desenvolveu parceria.

Na Tabela 2.3 serão apresentadas as quatro instalações financiadas pela CEMIG e suas

principais características.

Tabela 2.3 - Características dos SFCR financiados pela CEMIG

Sistema	Localização	Potência (kW _p)	Características
CPEI/CEFET-MG Programa de comunicação	Belo Horizonte	3,24	Sistema composto de 54 módulos Kyocera KC 60, dispostos em 3 arranjos de 18 módulos cada, ligados a três inversores SMA de 1,1 kW.
GREEN/PUC-MG	Belo Horizonte	2,05	Conjunto de 32 módulos de 64 Wp em silício amorfo do fabricante Unisolar, organizados em dois arranjos de 16 módulos em série. Cada arranjo está conectado a um inversor SMA de 1,1 kW.
Escola de Formação e Aperfeiçoamento Profissional (EFAP) – CEMIG	Sete Lagoas	3,90	Módulos Kyocera de Silício Policristalino e inversores SMA Sunny Boy.
Laboratório de Sementes Nativas (LSN) – CEMIG	Belo Horizonte	3,00	Módulos de silício monocristalino e inversores SMA Sunny Boy

Fonte: Prof. Lauro de Vilhena Brandão Machado (GREEN/PUC-MG) , Dênio Alves Cassini (CEMIG) e Profª Patrícia Jota (CEFET-MG).

Durante a pesquisa que precedeu essa dissertação, não foram encontradas publicações sobre a produtividade desses sistemas e, da mesma forma, a consulta aos responsáveis por dois desses sistemas indicou não existirem medições precisas da quantidade de energia produzida. O que se encontrou foram informações sobre a situação desses dois SFCR (CPEI e GREEN).

Quanto ao sistema do CPEI, este se encontra em funcionamento pleno. Já o SFCR do GREEN passou por uma reconfiguração. Inicialmente, apresentava 3,07 kW_p, mas foi redimensionado para 2,05 kW_p a fim de atender a uma necessidade de um projeto de sistema de geração híbrido (solar, eólico e diesel), o qual exigiu a realocação de 1,02 kW_p. Os 2,05 kW_p restantes continuam conectados à rede e estão servindo a um outro projeto, financiado pela montadora FIAT, sobre um carro elétrico, o qual tem sido carregado utilizando-se a energia fotogerada pelo SFCR.

Os dois sistemas apresentam falhas no sistema de monitoramento da energia fotogerada, o que explica em parte a falta de dados confiáveis de produtividade. Existem

estudos¹² do CPEI no sentido de estimar a energia fotogerada, a partir dos dados de irradiância medidos em sua estação meteorológica. Essa metodologia, porém, baseia-se nos valores nominais da eficiência dos módulos e do inversor e, além disso, leva em conta valores diários de irradiação para somente alguns dias do ano e não dados de um período longo de tempo, o que proporcionaria maior confiabilidade dos resultados.

2.3.4 A experiência da Eletrosul

Em fevereiro de 2009, a Eletrosul Centrais Elétricas S.A, empresa subsidiária da Eletrobrás, colocou em operação uma planta piloto de 12 kW_p, situada no estacionamento da sede da empresa, em Florianópolis-SC. A instalação faz parte de um projeto desenvolvido em parceria com a UFSC e o Instituto Ideal e fornecerá informações técnicas que servirão como base para a possível implantação de um sistema maior, de 1 MW_p, no telhado do edifício sede da empresa.

O SFCR é composto por 88 módulos de 136 W_p em silício amorfo, configurados em três arranjos, cada um conectado a um inversor de 4 kW, e deverá gerar cerca de 15 MWh por ano. Medições iniciais¹³, referentes ao período de 6 de fevereiro a 4 de março de 2009, indicaram a produção do primeiro MWh.

2.3.5 As experiências da Tractebel

No dia 19 de junho de 2009, a Tractebel Energia inaugurou três SFCR de 2 kW_p em Florianópolis - SC, sendo um no Hospital Universitário da UFSC, um no Colégio de Aplicação da UFSC e o outro no aeroporto Hercílio Luz.

Os três SFCR são constituídos de 15 módulos de 136 W_p em silício amorfo e deverão gerar cerca de 200 kWh por mês, resultando numa produtividade anual de 1.200 kWh/kW_p.

Esses sistemas foram concebidos para operarem em caráter experimental e fornecerem dados visando a construção de sistemas maiores nos próximos anos. A empresa tem a

¹² Por exemplo, o Trabalho de Graduação em Engenharia Elétrica de Raphael Antunes, intitulado Geração Fotovoltaica de Energia – Projeto e Análise de Caso, concluído em 2008 e orientado pela professora do CEFET-MG Patrícia Jota.

¹³ Dados disponíveis no Release divulgado pela assessoria de imprensa da empresa, intitulado “Eletrosul gera primeiro MWh oriundo de energia solar”. Disponível em: <http://www.eletrosul.gov.br/home/conteudo.php?cd=65&tipo=55&galeria=8&id_codigo=882>. Acesso em 20 jul 09.

expectativa¹⁴ de implementar um projeto de 1MW_p até 2012.

2.4 Situação dos sistemas instalados pela iniciativa privada

2.4.1 A experiência da Intercâmbio Eletro Mecânico - RS

Em 2002, a Intercâmbio Eletro Mecânico, empresa fundada em 1958 na cidade de Porto Alegre – RS, recebeu do presidente da CEEE (Companhia Estadual de Energia Elétrica do Rio Grande do Sul) uma autorização para conectar à rede elétrica da companhia um sistema fotovoltaico de 3,3 kW_p. Na ocasião, foi aceito o sistema de proteção dos próprios inversores como fator de segurança, em caso de falta de sinal na rede elétrica.

Os módulos que constituem a instalação foram adquiridos junto ao fabricante Siemens, como restos de linha de montagem (liquidação), a partir de pagamento à vista e com recursos próprios da IEM (**informação pessoal**¹⁵). A Figura 29 traz uma fotografia da fachada Norte do prédio, na qual estão instalados os módulos.



Figura 29 - Sistema de 3,3 kW_p da Intercâmbio Eletro Mecânico – RS

Fonte: IEM

O sistema está conectado à rede no barramento do quadro de força da edificação,

¹⁴ Informação disponível em reportagem de Alexandre Canazio, no site Canal Energia. Disponível em: < <http://www.canalenergia.com.br/zpublisher/materias/PeD.asp?id=72024>>. Acesso em 20 jul 09.

¹⁵ Informação obtida de Hans D. Rahn, Sócio Gerente da IEM, a partir de correio eletrônico recebido em 17 de abril de 2009.

injetando energia na rede elétrica por meio de inversores SMA. O principal objetivo do projeto é demonstrar a confiabilidade técnica do SFCR. Atualmente, o sistema opera sem maiores problemas.

2.4.2 As experiências do Grupo Zeppini – SP

O grupo Zeppini, com sede em São Bernardo do Campo – SP, é formado por cinco empresas as quais atuam nos mais diversos segmentos industriais. A mais antiga delas, a Fundação Estrela, existe há 59 anos e atua no setor de metais não ferrosos e aço inoxidável. Já a Zeppini está há 25 anos no mercado de equipamentos para instalação em postos de serviço, com ênfase em dispositivos de proteção ambiental. Em 2006, foi criada pelo grupo a Motor Z, empresa pioneira na fabricação e comercialização de Scooters elétricas no Brasil. Mais recentemente, foram criadas também as empresas Energia Z, responsável por fomentar o mercado de geração fotovoltaica e a Hidro Z, voltada para o seguimento de uso racional da água.

O grupo possui, nas suas dependências, dois SFCR que totalizam 17,2 kW_p, os quais serão descritos na seqüência. Segundo Samir Nunes, Engenheiro de Produtos da Motor Z, o objetivo dessas instalações não é reduzir o consumo de energia dos prédios, pois a produção de energia fotogerada é ínfima comparada com as demandas das edificações. Os sistemas foram implementados para se testar a viabilidade técnica da tecnologia empregada, divulgá-la e adquirir know-how técnico para fomentar o mercado com soluções ecologicamente corretas (**informação verbal**¹⁶).

A seguir, serão descritos um sistema de 14,7 kW_p na Fundação Estrela e outro de 2,5 kW_p na Motor Z, a partir de informações colhidas em visita técnica realizada ao longo deste trabalho de Mestrado. Juntos, esses dois sistemas já produziram 16.075 kWh nos dez primeiros meses de operação.

2.4.2.1 Sistema de 14,7 kW_p na Fundação Estrela

Essa planta está instalada na fachada do prédio da fundição que dá de frente para a Estrada Particular Sadae Takagi, único meio de acesso ao bairro industrial Cooperativa, em

¹⁶ Informação colhida durante visita técnica realizada em 30 de abril de 2009.

São Bernardo do Campo -SP.

A fachada está deslocada de 106° em relação ao Norte, o que reduz o potencial de captação da energia solar, mas atende a um dos objetivos do projeto, que é facilitar a divulgação das instalações fotovoltaicas, uma vez que é facilmente visualizada pelos passantes e visitantes.

O gerador fotovoltaico possui módulos constituídos de uma manta flexível de silício amorfo, a qual usa a tecnologia de Thin Film (filmes finos). Esse material apresenta algumas vantagens, em relação ao silício cristalino, como o fato de custar mais barato e apresentar menor queda de desempenho a altas temperaturas. Além disso, pode ser colado facilmente sobre superfícies planas ou curvas (RÜTHER et al., 2005). Porém, como o silício amorfo é menos eficiente que o cristalino, exige-se uma área maior de cobertura para o primeiro para a mesma produção de eletricidade.

A manta foi colada sobre uma estrutura metálica curva de 235 m^2 , construída especificamente para essa finalidade. Uma estrutura de acesso, constituída de uma escada metálica, foi construída para facilitar a subida até o telhado, o que consumiu boa parte do investimento do projeto.

Os módulos foram organizados em três arranjos, sendo dois deles de 6 kW_p , ligados a dois inversores SMA de 6 kW . O outro arranjo, de $2,7 \text{ kW}_p$, foi ligado a um inversor de $2,5 \text{ kW}$, também da SMA. A conexão à rede se deu no quadro de distribuição da fundição, com a injeção de energia em 220 V CA , para consumo interno da edificação. Nenhuma energia é enviada à rede elétrica da Eletropaulo, pois o consumo da fundição é extremamente elevado. A figura 30 apresenta uma imagem dos arranjos fotovoltaicos, assim como eles são vistos do telhado.

O sistema produziu 13.375 kWh entre julho de 2008 e abril de 2009, o que permite calcular a sua produtividade no período em 910 kWh/kW_p e seu fator de capacidade em $12,5\%$. Como já era esperado na ocasião do dimensionamento, esse sistema está produzindo aquém do que poderia, devido à orientação desprivilegiada da fachada escolhida.

Outro aspecto que chama atenção é o fato de o sistema ter desligado diversas vezes devido à baixa qualidade da energia na rede da fundição, já que os inversores possuem dispositivos que os desconectam assim que percebem variações bruscas na tensão ou na frequência da rede.



Figura 30 - Sistema de 14,7 kW_p da Fundação Estrela – Grupo Zeppini
Foto: Ricardo Benedito, 2009.

2.4.2.2 Sistema de 2,5 kW_p no estacionamento da Motor-Z

Na mesma rua, no prédio vizinho ao da Fundação Estrela, encontra-se a sede administrativa da Motor Z. No estacionamento, que fica em frente ao prédio, foi construída uma estrutura metálica em forma de curva de área 32,4 m², para receber uma manta flexível de silício amorfo, do mesmo tipo da utilizada no sistema descrito anteriormente.

O sistema está dividido em dois arranjos com potência de aproximadamente 1,2 kW_p, cada qual ligado a um inversor SMA de 1,1 kW. A conexão à rede é feita no quadro de distribuição do prédio. Na sala dos inversores é possível acompanhar a produção de energia a partir de medidores analógicos. No mesmo recinto estão duas Scooters, colocadas ali para se fazer alusão à possibilidade de se carregar as baterias das motocicletas elétricas a partir da energia solar.

Desde a sua implantação, em julho de 2008, até o dia 30 de abril de 2009, o sistema havia produzido 2.700 kWh. Esse dado permite estimar a produtividade no período (10 meses) em 1.080 kWh/kW_p e um fator de capacidade de 15%.

A Figura 31 mostra no detalhe o SFCR. Na imagem é possível verificar que a cobertura serve como elemento de sombreamento para carros e motos.



Figura 31 - Sistema de 2,5 kW_p no estacionamento da Motor Z – Grupo Zeppini
Foto: Ricardo Benedito, 2009.

2.4.3 A experiência da Solaris

A Solaris é uma empresa brasileira fundada em 1991 atuante no setor de energias renováveis, com foco em energia fotovoltaica. A empresa comercializa, distribui, instala e presta assistência técnica a produtos utilizados em sistemas fotovoltaicos.

Foi responsável pelo dimensionamento e instalação de diversos sistemas isolados e conectados à rede, dentre os quais se destacam dois SFCR , de 0,9 kW_p e 1 kW_p , respectivamente, sendo um deles em 2005, na Clínica Harmonia, em São Paulo – SP, e o outro nas próprias dependências da Solaris, na cidade de Leme –SP, no ano de 2008. Ambos foram financiados com recursos próprios da empresa, com o objetivo de divulgar os benefícios da energia fotovoltaica, dentro de uma política de marketing que visava promover os produtos e serviços oferecidos pela Solaris.

O primeiro sistema utiliza 12 módulos ATERSA de 75 W_p, conectados em série e ligados a um inversor SMA de 800 W, o qual se encontra ligado diretamente no quadro de distribuição da clínica. Não existem dados de produtividade para esse sistema. Apenas há a informação de que ele operou normalmente desde a sua instalação, sem apresentar nenhum problema (**informação pessoal**¹⁷).

Já o segundo sistema conta com 8 módulos ISOFOTON de 130 W_p conectados em série, formando um arranjo que está ligado a um inversor SMA de 1.100 W, o qual se conecta à rede no quadro de força presente no interior do armazém onde o sistema foi instalado. O

¹⁷ Informação obtida de Hélio Ricardo, proprietário da Solaris, a partir de correio eletrônico recebido em 03 de julho de 2009.

sistema sempre operou sem apresentar problemas e a energia fotogerada reduz em cerca de 30% a compra de energia convencional pela carga onde o sistema está conectado (**informação pessoal¹⁸**).

2.4.4 As experiências da URUTech/EBEA

A UruTech, empresa privada com sede em São José dos Campos – SP, especializou-se em oferecer soluções em energia a seus clientes. Dentre os projetos desenvolvidos pela corporação, constam dois SFCR, sendo um deles na sede do Greenpeace em São Paulo-SP e o outro em uma residência particular na cidade de São Paulo-SP.

O sistema do Greenpeace foi instalado em fevereiro de 2007 e possui uma potência de 2,8 kW_p, fornecida por 40 módulos de 70 W_p, fabricados em silício monocristalino pela Shell Solar. Foram montados dois arranjos com 20 módulos cada, todos ligados em série. Esses arranjos estão conectados a um inversor Xantrex de 3 kW, que se conecta à rede da Eletropaulo em 220 V CA. A figura 32 mostra uma imagem dos arranjos.



Figura 32 - Sistema de 2,8 kW_p na sede do Greenpeace – São Paulo-SP
Foto: Roberto Zilles

O projeto foi financiado com recursos captados pela própria ONG. O objetivo do projeto é divulgar a utilização de energias limpas, utilizando o próprio prédio da sede para essa finalidade. Um visor eletrônico mostra os dados de geração ao público que passa em

¹⁸ Idem.

frente ao edifício, na movimentada Rua Alvarenga, próximo ao portão principal da USP.

O SFCR opera normalmente desde sua instalação. O único problema reportado foi o sombreamento causado por uma árvore vizinha, a qual cresceu muito nos últimos meses e dificilmente será cortada.

Já o SFCR residencial foi instalado em agosto de 2008 e apresenta potência de 2,9 kW_p, conseguidos através da utilização de 41 módulos do mesmo tipo utilizado no Greenpeace. A Figura 33 apresenta uma imagem dos dois arranjos utilizados. O inversor também é do mesmo tipo do Greenpeace. A única diferença entre os sistemas é a presença de um módulo a mais em um dos arranjos utilizados na residência.



Figura 33 - Sistema de 2,9 kW_p em residência particular em São Paulo-SP
Foto: Ebea Engenharia

O proprietário da casa viajou à Espanha e lá tomou contato com alguns SFCR. Entusiasmado com a idéia, contratou os serviços da URUTech para ter em seu telhado a tecnologia (**informação pessoal**¹⁹). Consta que o mesmo está bastante satisfeito com a aquisição.

Nesse capítulo foram apresentadas as principais experiências envolvendo os SFCR em território brasileiro, mostrando-se a distribuição por região geográfica e por vínculo institucional dos projetos desenvolvidos, bem como informações sobre a produtividade e atual estado de funcionamento dos equipamentos utilizados.

¹⁹ Informação fornecida por Eduardo Bomeisel, sócio-proprietário da URUTech, em mensagem eletrônica recebida em 17 de julho de 2009.

CAPÍTULO 3 – AVALIAÇÃO ECONÔMICA DOS SFCR NO BRASIL

O capítulo 3 apresentará uma avaliação econômica para os SFCR no Brasil, com base na atual conjuntura econômica e em informações de desempenho dos sistemas já instalados. Será descrita uma metodologia desenvolvida para a estimativa do custo de geração fotovoltaico, a partir de dados históricos de irradiação de 16 localidades estrategicamente selecionadas e do levantamento do custo do W_p instalado no país.

Um modelo matemático simples será apresentado para investigar o comportamento do kWh fotovoltaico, ao longo do tempo, frente à tarifa convencional. O capítulo será encerrado com um estudo de elasticidade, visando estudar com maior rigor a influência de cada parâmetro considerado pelo modelo nos resultados apresentados.

3.1 Metodologia para a estimativa do custo de geração a partir de um SFCR

O custo de geração fotovoltaico depende não apenas dos valores de aquisição dos equipamentos fotovoltaicos, mas também da disponibilidade do recurso solar e de parâmetros econômicos. Por isso, a metodologia de cálculo adotada consistirá determinar, na seqüência, o custo de capital, a energia entregue pelo SFCR, o fator de capacidade e, finalmente, o custo da energia produzida. Os dados de irradiação para as 16 localidades selecionadas foram obtidos a partir do software Radiasol 2.1, desenvolvido pelos pesquisadores do Laboratório de Energia Solar da UFRGS, com base em modelos matemáticos validados por dados de estações meteorológicas.

Algumas premissas técnicas e econômicas também precisaram ser adotadas. Por exemplo, foi estipulada uma taxa de desconto (r) de 7,0 %, que representa bem o custo de oportunidade para um investidor que opte por instalar um SFCR. Esse seria o rendimento anual médio por ele obtido caso aplicasse seu capital em títulos da dívida pública da União (já descontada a inflação), que compõem a base das carteiras dos fundos de renda fixa. Poucas opções de investimento no mercado financeiro superariam sem riscos essa taxa de retorno, para um horizonte de longo prazo.

Foi preciso, também, estabelecer um valor para o desempenho global do sistema (P_R) considerado. Conforme será discutido mais adiante, neste mesmo capítulo, o valor de 75% para P_R parece ser razoável, tendo em vista o desempenho de sistemas pré-existentes descritos na literatura.

A seguir, serão descritas as etapas seguidas até a determinação do custo do kWh fotovoltaico.

3.1.2 Determinação do custo instalado para um SFCR de pequeno porte

3.1.2.1 Custo de capital para equipamentos importados

O Brasil ainda não possui um mercado fotovoltaico consolidado, capaz de fabricar e fornecer equipamentos a preços competitivos. Por isso, praticamente a totalidade dos módulos e inversores utilizados em SFCR no país são adquiridos no exterior e distribuídos com ágio aos consumidores brasileiros, por empresas especializadas.

Foi considerada, então, a possibilidade da importação direta dos módulos e inversores, sem atravessadores, com a incidência de taxas e impostos decorrentes da importação, como base de cálculo para o custo de capital. Para os módulos, foi utilizado o preço médio do mercado spot em setembro de 2009 (SIEMER, 2009). O custo dos inversores foi pesquisado em julho de 2009, por meio da internet, junto a uma distribuidora alemã²⁰. A tabela 3.1 traz o custo dos equipamentos pesquisados com as respectivas tributações incidentes na importação.

Tabela 3.1 - Composição do custo de importação de módulos e inversores

Composição do Custo (em US\$/W_p)	Módulos	Inversores
Preço FOB ²¹	2,50	0,38
Transporte e seguro	0,25	0,04
Imposto de Importação ²² (II)	0,33	0,06
Imposto sobre Produtos Industrializados ²³ (IPI)	0,00	0,07
PIS/COFINS ²⁴	0,28	0,05
Despachante aduaneiro	0,25	0,04
ICMS ²⁵	0,00	0,09
Subtotal	3,61	0,72
Custo total de importação (US\$/W_p)	4,33	

²⁰ Foi consultada a empresa Solarshop-Europe (www.solarshop-europe.net). Acesso em 17 jul 2009.

²¹ FOB é a sigla de Free On Board e representa o preço da mercadoria no porto de origem.

²² Alíquotas de 12% (módulos – NCM 8541.40.32) e 14% (inversores – NCM 8504.40.30), incidentes sobre o valor aduaneiro (FOB + Transporte + Seguro), de acordo com a Resolução CAMEX nº 37, de 18/06/2009.

²³ Alíquotas de 0% (módulos) e 15% (inversores), incidentes sobre (FOB + Transporte + Seguro + II) de acordo com a tabela TIPI.

²⁴ Valores calculados de acordo com fórmulas específicas divulgadas na Instrução Normativa SRF no. 572 de 22/11/2005. Alíquotas de 1,65% (PIS) e 7,6% (COFINS).

²⁵ Alíquotas de 0% (módulos – isentos pelo Convênio ICMS 138/2008) e 12 % inversores, incidentes sobre o valor aduaneiro mais todos os outros impostos e taxas.

Somou-se o valor do investimento em US\$/kWp para módulos e inversores diretamente pois imaginou-se uma relação FDI igual à unidade. Em configurações nas quais o inversor estiver superdimensionado ou subdimensionado em relação aos arranjos, dever-se-ia contabilizar a participação desses equipamentos de forma proporcional.

A mão de obra, os materiais de suporte dos módulos, a fiação e os equipamentos de proteção necessários à instalação foram considerados nacionais.

O custo de capital final, incluindo mão de obra e materiais para instalação, pode ser visualizado na Tabela 3.2. Chama a atenção o fato de 45% do custo estar associado a materiais e mão de obra necessários à instalação. Essa porcentagem é muito superior àquela verificada em países da Europa, como na Alemanha.

Em parte, o preço elevado desse último item tem relação com a pequena quantidade de empresas instaladoras presentes no mercado, o que poderia ser amenizado com a possível entrada, no futuro, de novos concorrentes. Isso já é verificado no mercado aquecedores solares, onde o custo médio de instalação não chega a 10% do custo de capital.

Tabela 3.2 - Custo de capital de SFCR com equipamentos importados

Composição do Custo (em US\$/W_p)	
Módulos e Inversores	4,33
Sustentação, fiação e mão de obra ²⁶	3,60
Total (US\$/W_p)	7,93

3.1.2.2 Custo de instalação fabricando-se inversores no Brasil

A Tabela 3.3 traz o custo de capital fazendo-se a opção por adquirir os módulos no exterior, uma vez que o Brasil não fabrica esses equipamentos, e supondo-se a produção dos inversores para conexão à rede em território nacional, o que já é possível, tendo em vista o grau de desenvolvimento da indústria eletrônica brasileira. Nesse caso, incidiriam sobre o preço de venda dos inversores apenas o IPI (Imposto sobre Produtos Industrializados), as contribuições para o PIS/COFINS e o ICMS (Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços), resultando num preço final de US\$ 0,59 /W para se adquirir o sistema de condicionamento de potência.

²⁶ Com base em consulta à empresa Urutech, realizada em 17 de julho de 2009.

Tabela 3.3 - Custo de capital com inversores nacionais

Composição do Custo (em US\$/W_p)	
Módulos	3,61
Inversores	0,59
Sustentação, fiação e mão de obra	3,60
Total (US\$/W_p)	7,80

Embora essa opção se demonstre mais vantajosa, ela é baseada em uma suposição e, portanto, não será utilizada como base de cálculo para o custo de geração fotovoltaico, servindo apenas para comparação com os resultados obtidos com equipamentos 100% importados.

3.1.1 Irradiação anual média para as localidades selecionadas

A Tabela 3.4 mostra os dados de irradiação anual média para as 16 cidades selecionadas no estudo, obtidas do banco de dados do software Radasol 2.1, disponibilizado pelo Laboratório de Energia Solar da UFRGS. A escolha se baseou principalmente no longo período de tempo em que os dados foram coletados. Muitos pesquisadores, porém apontam o fato de os dados não serem tão precisos para algumas localidades, devido à instrumentação utilizada na sua obtenção, típica daquela utilizada em agricultura.

Muitos registros foram feitos com actinógrafos e não com piranômetros, como é feito nas estações modernas, o que pode acarretar numa subestimação do fator de capacidade das instalações. De fato, quando tomado o exemplo de Belo Horizonte, cuja irradiação anual média apontada pelo Radasol é de 1.686,1 kWh/m²/ano, o fator de capacidade fica em cerca de 14,4 %. Por outro lado, se for consultado o Atlas Brasileiro de Energia Solar 2006, com dados obtidos por satélites e validados por medições em terra, a irradiação para Belo Horizonte acusada é de 1.956,8 kWh/m²/ano, o que denota um fator de capacidade bem maior: 16,8%.

De qualquer forma, manteve-se o critério de escolha e, como sugestão para trabalhos futuros, poder-se-ia refazer os cálculos para todas as demais localidades, para efeito de comparação com os resultados obtidos com o Radasol.

Tabela 3.4 – Irradiação média anual para as localidades selecionadas

LOCALIDADE	Irradiação (kWh/m ² /ano)	C _F
Belo Horizonte	1.686,1	14,4%
Blumenau	1.489,4	12,8%
Boa Vista	1.869,3	16,0%
Campo Grande	1.920,7	16,4%
Cuiabá	1.963,7	16,8%
Curitiba	1.398,1	12,0%
Fortaleza	2.100,9	18,0%
Goiânia	1.952,8	16,7%
João Pessoa	2.077,7	17,8%
Maceió	2.029,6	17,4%
Niterói	1.747,8	15,0%
Porto Alegre	1.725,8	14,8%
Rio de Janeiro	1.803,3	15,4%
Salvador	1.985,6	17,0%
São Luiz	1.854,4	15,9%
São Paulo	1.513,6	13,0%

Fonte: Os índices de irradiação foram obtidos com o software Radiasol 2.1

3.1.2 Custo de geração obtido para as localidades selecionadas

A Tabela 3.5 apresenta os resultados obtidos para o custo de geração, a partir da aplicação da Equação 10 (Capítulo 1), acompanhados do valor da tarifa convencional residencial com impostos²⁷, para as 16 localidades estudadas. Foi utilizada a tarifa cheia porque se quer comparar, mais adiante, o preço final pago pelo consumidor para obter a energia convencional com o preço da energia fotovoltaica.

Tabela 3.5 - Custo de geração versus tarifa convencional para 16 cidades brasileiras

LOCALIDADE	Custo de geração (US\$/kWh)	Tarifa cheia (US\$/kWh)
Belo Horizonte	0,60081	0,31466
Blumenau	0,68016	0,20950
Boa Vista	0,54193	0,22720
Campo Grande	0,52744	0,28546
Cuiabá	0,51587	0,27039

continua.

²⁷ Tarifas consultadas no site da Aneel. Disponível em :<www.aneel.gov.br>. Acesso em 20 jul 2009. As alíquotas de ICMS, PIS e COFINS aplicadas foram extraídas diretamente dos sites das concessionárias envolvidas, por serem específicas para cada concessionária e região. Não foi considerada a Contribuição para o Custeio do Serviço de Iluminação Pública (COSIP). A cotação do dólar utilizada na conversão da tarifa foi de R\$ 1,89, divulgada no dia 23 de julho de 2009, pelo Banco Central do Brasil.

continuação...

Tabela 3.5 - Custo de geração versus tarifa convencional para 16 cidades brasileiras

LOCALIDADE	Custo de geração (US\$/kWh)	Tarifa cheia (US\$/kWh)
Curitiba	0,72456	0,23487
Fortaleza	0,48220	0,29704
Goiânia	0,51875	0,24127
João Pessoa	0,48757	0,29343
Maceió	0,49912	0,29776
Niterói	0,57961	0,27569
Porto Alegre	0,58701	0,23497
Rio de Janeiro	0,56176	0,25989
Salvador	0,51019	0,25147
São Luiz	0,54629	0,27680
São Paulo	0,66930	0,23400
MÉDIA (US\$/kWh)	0,56453	0,26278

O custo de capital utilizado encontra-se na Tabela 3.2 e o custo de operação e manutenção considerado foi de 1%. Não foi considerada, no resultado, a cobrança de taxas adicionais, por parte das concessionárias de energia, pelo uso do sistema de distribuição, embora esses encargos estejam previstos em lei. A seção 4.2.3 do quarto capítulo trará maiores detalhes sobre essa cobrança.

Como previsto teoricamente, através da Equação 10, o custo de geração é tanto menor quanto maior a disponibilidade do recurso solar. As cidades das regiões Norte e Nordeste permitem produzir energia fotovoltaica a um custo bastante inferior a cidades das regiões Sul e Sudeste.

Se fosse feita a opção por se produzir os inversores no Brasil, importando-se apenas os módulos, o custo médio de geração de um SFCR permaneceria na casa dos US\$ 0,56 /kWh, pois o impacto no preço final do sistema seria insignificante, a menos que houvesse algum tipo de incentivo fiscal à fabricação desses equipamentos, como a redução de IPI e isenção do ICMS.

O custo de geração médio apresentado é cerca de 2,1 vezes maior que o valor pago por um consumidor residencial brasileiro por cada kWh de energia convencional. Ainda assim, como será discutido mais adiante nesse capítulo, essa forma de produção de eletricidade tornar-se-á competitiva dentro de alguns anos, especialmente nas localidades onde a tarifa convencional é mais cara e o recurso solar está presente com maior intensidade.

3.2 Comparação com a tarifa convencional ao longo do tempo

Nos próximos parágrafos pretende-se oferecer subsídios para se chegar à resposta da seguinte pergunta: haverá um momento em que a tarifa convencional, supostamente crescente ao longo do tempo, e o custo da energia fotogerada nos SFCR, supostamente decrescente, irão se equiparar, de forma que a opção pela geração distribuída torne-se vantajosa economicamente?

Muitos são os fatores a serem considerados, principalmente a dimensão dos reajustes tarifários e a evolução do custo de equipamentos fotovoltaicos. É preciso, também, avaliar o potencial solar das regiões analisadas, a carga tributária incidente na fabricação e comercialização de módulos e inversores e o comportamento dos parâmetros econômicos utilizados.

Partindo-se de um cenário padrão, considerado moderado, esse estudo apresentou uma resposta positiva à pergunta colocada anteriormente. Serão apresentados os momentos de paridade para as 16 cidades analisadas. Em seguida, esse cenário será submetido a um estudo de elasticidade, no qual cada um dos parâmetros determinantes sofrerá alterações significativas para mais ou para menos, visando-se verificar a influência dessas variações no tempo de equiparação.

3.2.1 Descrição do cenário padrão traçado

O custo de geração fotovoltaico é supostamente decrescente no tempo, como se pode observar na curva de aprendizado da fabricação de componentes, principalmente dos módulos fotovoltaicos. RÜTHER e ZILLES (2008), baseados na curva de aprendizado da indústria fotovoltaica, observam que, sempre que a produção acumulada de componentes dobra, o custo de produção cai em cerca de 20%.

Tendo em vista essa tendência, foi adotado um redutor anual de 5% no custo de geração. A título de exercício, aplicando-se essa taxa de amortização, em uma década, US\$ 1,00 de hoje valerá US\$ 0,61. Ou seja, será observada uma redução de 39% em 10 anos. O estudo descrito em IEA (2007) mostra que entre 1996 e 2006 o custo dos sistemas de alguns mercados-chave sofreu uma redução superior a 40%, o que denota ser factível a premissa adotada para o redutor.

Em contrapartida, a tarifa convencional é supostamente crescente no tempo, devido à necessidade de investimentos por parte das empresas geradoras, pelas variações dos custos

administráveis e não administráveis e pela correção inflacionária. Um incremento de 6% ao ano foi utilizado para descrever a evolução da tarifa nos próximos anos. Esse valor está ligeiramente abaixo do reajuste tarifário médio para o consumidor residencial nos últimos 12 anos, como pode ser observado na Tabela 3.6. Na seqüência do trabalho também serão utilizados valores diferentes de incremento, visando-se ampliar o alcance do modelo.

Tabela 3.6 - Reajuste médio da tarifa residencial no Brasil entre 1997 e 2009

ANO	Reajuste anual
1997	12,4
1998	5,3
1999	10,1
2000	14,4
2001	13,2
2002	16,7
2003	14,1
2004	13,0
2005	7,6
2006	1,3
2007	-0,4
2008	-3,9
2009	1,5
Média	8,1

Fonte: Aneel

3.2.2 Estimativa do tempo de equiparação por localidade

Supondo-se um redutor percentual anual (*RED*) constante para o custo de geração atual (*C*), expresso na Tabela 3.4, pode-se afirmar que o custo de geração no instante *n* será dado pela Equação 11.

$$C_n = C \times (1 - RED)^n \quad (11)$$

Da mesma forma, admitindo-se um incremento percentual anual (*AUM*) constante para a tarifa atual (*T₀*), pode-se afirmar que a tarifa no instante *n* será expressa através da Equação 12.

$$T_n = T_0 \times (1 + AUM)^n \quad (12)$$

Igualando-se as duas equações anteriores e resolvendo-se em n , obtém-se o momento da paridade n_{PAR} , dado pela Equação 13.

$$n_{PAR} = \frac{\log(T_0/C)}{\log[(1 - RED)/(1 + AUM)]} \quad (13)$$

Os resultados obtidos com a aplicação da expressão anterior, para o cenário padrão adotado, podem ser visualizados na Figura 34, a seguir.

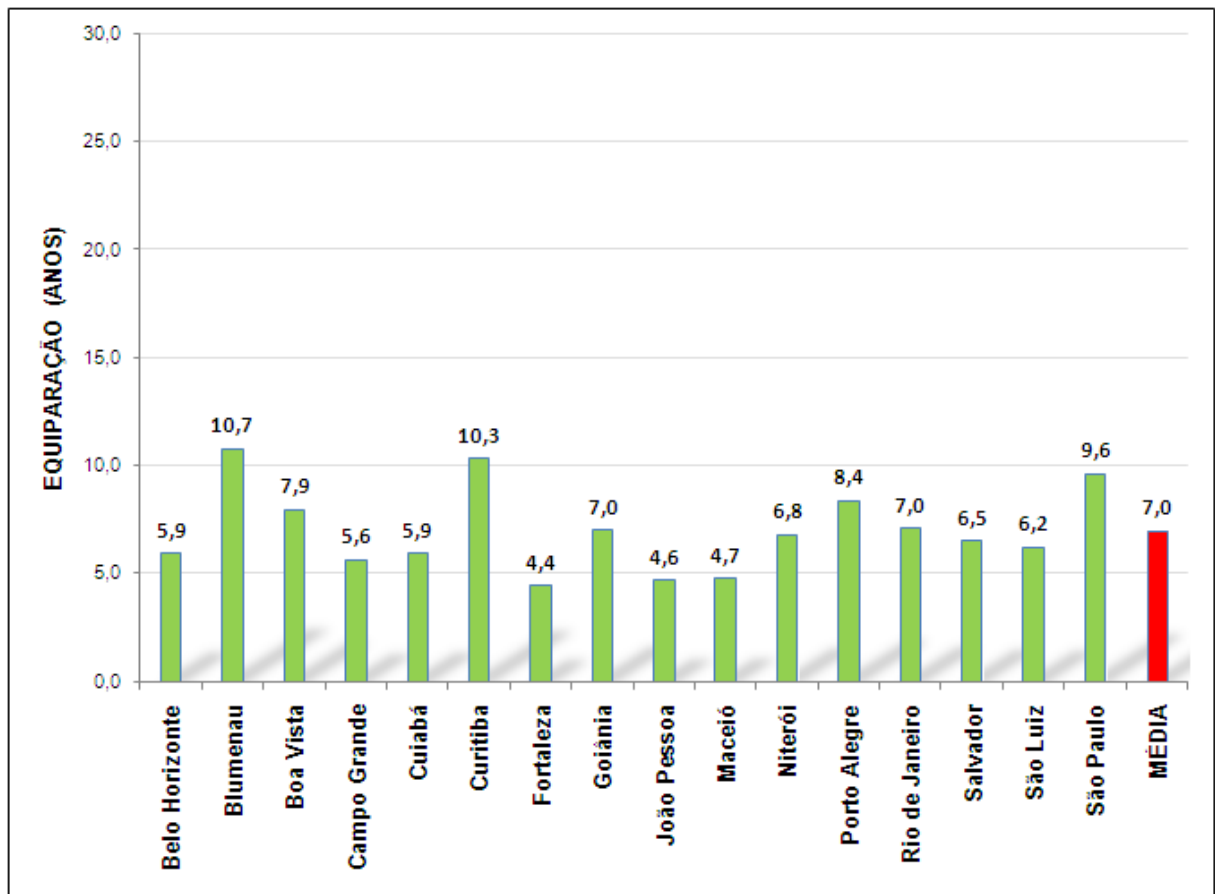


Figura 34 - Equiparação do kWh fotovoltaico com a tarifa convencional (cenário padrão)

A análise da Tabela 3.4 e da Figura 34 permite destacar quatro situações. A primeira delas é que existe um grupo de localidades onde a tarifa convencional é superior à média nacional, ao passo que o custo de geração verificado está abaixo do valor médio. Isso ocorreu particularmente nas cidades da região Nordeste e Centro-Oeste (exceto Goiânia). Nesses casos, a tendência à paridade é mais favorável, podendo ocorrer entre 4,5 e 6,5 anos, aproximadamente. RÜTHER et al. (2008a) chegaram a resultados semelhantes, utilizando

cenários baseados na simulação de um programa de incentivos aos SFCR no Brasil

O oposto também é verdade: existem localidades onde o custo de geração é superior à média, enquanto a tarifa convencional cheia fica abaixo do valor médio. Essa situação foi verificada nas cidades das Regiões Sul (na totalidade) e Sudeste (exceto Belo Horizonte). Nessas cidades, a paridade poderá ocorrer entre 7 e 11 anos.

Também chama atenção o caso de cidades em que o custo de geração é superior à média mas, devido ao fato de apresentarem uma tarifa cheia bem superior às demais, podem registrar a paridade antes de 6 anos. Como exemplo, pode-se citar Belo Horizonte.

Finalmente, é possível perceber a ocorrência de um quarto caso: o de localidades com elevado potencial solar e, conseqüentemente, de menor custo de geração, mas com uma tarifa inferior à média. Nesses locais, como Goiânia e Boa Vista, a equiparação só será verificada entre 7 e 8 anos.

Esses resultados corroboram com aqueles expressos na análise feita por SALAMONI (2009). Utilizando uma metodologia diferente, a autora criou diversos cenários, sendo que em um deles (Anexo da referência, p. 166) fixou premissas econômicas idênticas às adotadas no cenário padrão descrito na seção 3.2.1 desta dissertação. Foi verificado que, por volta de 2015, Estados como Ceará, Minas Gerais e Mato Grosso do Sul verificariam a paridade, exatamente como indica a Figura 34.

3.2.3 Estudo de elasticidade

Visando abordar a questão da paridade entre a tarifa convencional e o kWh fotovoltaico de forma mais ampla, o cenário padrão adotado passará por um estudo de elasticidade. Dessa maneira, os principais parâmetros que influenciam no tempo de equiparação terão seu valor alterado para mais ou para menos, plotando-se o resultado num gráfico de n_{PAR} em função do indicador considerado.

Como critério de controle, será utilizado o tempo médio de equiparação verificado na Figura 30, de 7,0 anos.

3.2.3.1 Influência da redução no custo fabricação dos SFCR

Foi imaginado que a redução no custo dos equipamentos fotovoltaicos pode não ser tão acentuada como a assumida no cenário padrão ou, então, que poderá ser ainda maior que a

estipulada. Também foi considerada a possibilidade de haver uma tendência de alta no custo ($RED < 0$), embora pouco provável, devido à curva de aprendizagem do processo de fabricação. Sendo assim, foram estipuladas variações de -5 % a 20%. O resultado da simulação pode ser visto na figura 35.

Verifica-se que, mesmo que o custo de geração se mantenha nos patamares atuais (0% de redução), a paridade ocorrerá em menos de quinze anos, mantidas as demais condições. É possível de se notar, também, que o tempo de equiparação poderá ser muito elevado ou mesmo não ocorrer, caso algum fator possa reverter a tendência de queda no custo de geração (por exemplo, a falta de matéria prima). Se, por outro lado, a indústria fotovoltaica avançar mais do que o esperado na curva de aprendizado, o tempo médio de paridade poderá ocorrer em menos de 5 anos, para decréscimos superiores a 10%.

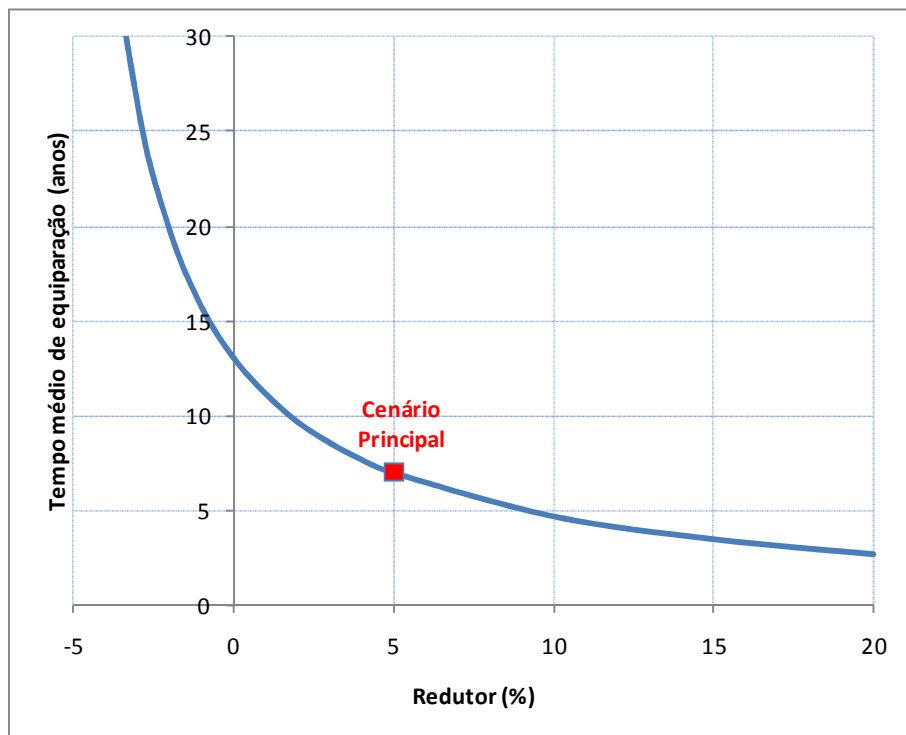


Figura 35- Tempo de equiparação em função da variação do custo de geração

3.2.3.2 Influência da taxa de desconto

A figura 36 demonstra que, se a taxa de desconto a ser aplicada, devido ao custo de oportunidade, for maior do que o previsto no cenário padrão, o tempo médio de equiparação se dilata, tornando a opção pelo SFCR desvantajosa. Por outro lado, a tecnologia fotovoltaica revelar-se-á promissora, com tendência rápida à paridade, quando a taxa de desconto do

projeto for pequena.

Na prática, devem ser aplicadas taxas de desconto maiores quando houver, no mercado, projetos semelhantes com uma taxa interna de retorno elevada. Da mesma forma, devem ser utilizadas taxas de desconto menores quando a taxa de retorno para outros projetos parecidos não forem tão atrativas.

A imposição de uma taxa de desconto (r) é necessária para levar em conta o fato de que o dinheiro gasto em um SFCR poderia estar aplicado em outro tipo de investimento, rendendo uma taxa percentual anual (t) que equivaleria à taxa de desconto adotada ($r = t$).

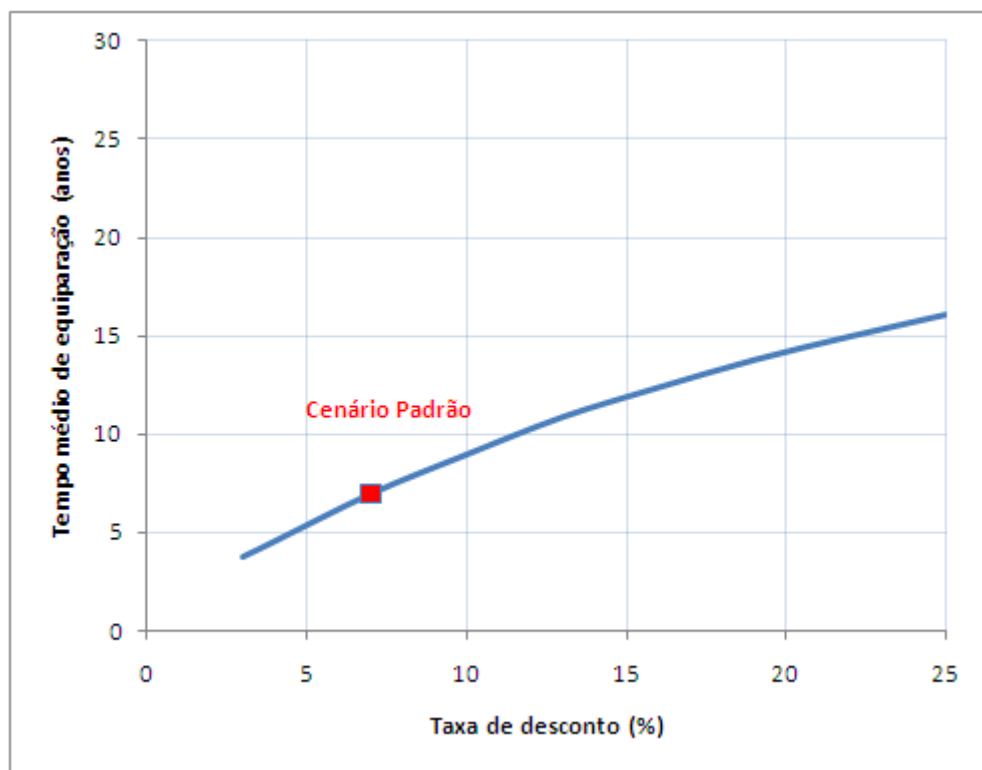


Figura 36 - Tempo de equiparação em função da taxa de desconto

3.2.3.3 Influência do reajuste na tarifa convencional

Verifica-se, pela análise da figura 37 adiante, que, mesmo na hipótese improvável de a energia convencional não sofrer mais reajustes, pelos próximos 15 anos, a paridade ocorrerá nesse período, desde que se confirmem as demais premissas do cenário padrão. Outra hipótese testada, ainda mais difícil de se confirmar, foi imaginar um barateamento da energia convencional ao longo do tempo (variação negativa). Esse fato retardaria a paridade e, dependendo da proporção da redução, inviabilizaria a equiparação, confirmadas as demais

premissas. Para se exemplificar, se a tarifa ficasse 3% mais barata ao ano, seriam necessários 37 anos para que o custo do kWh fotovoltaico se equiparasse ao seu valor.

Na prática, porém, a tendência é de alta para a energia convencional. A tarifa residencial brasileira deixou de ser uma das mais baratas do mundo, no ano de 1995, para se tornar a vigésima mais cara, em 2008, ficando à frente de Estados Unidos, China e Índia (MME, 2009). No setor industrial, o Brasil apresenta a décima segunda tarifa mais cara do mundo.

Portanto, deve-se analisar a curva da figura 37 da origem em diante, ligeiramente à esquerda ou mais à direita do ponto destacado como sendo do cenário padrão. A título de exemplo, se o reajuste médio anual estiver entre 10% e 15%, a paridade poderá ocorrer antes de cinco anos, em média.

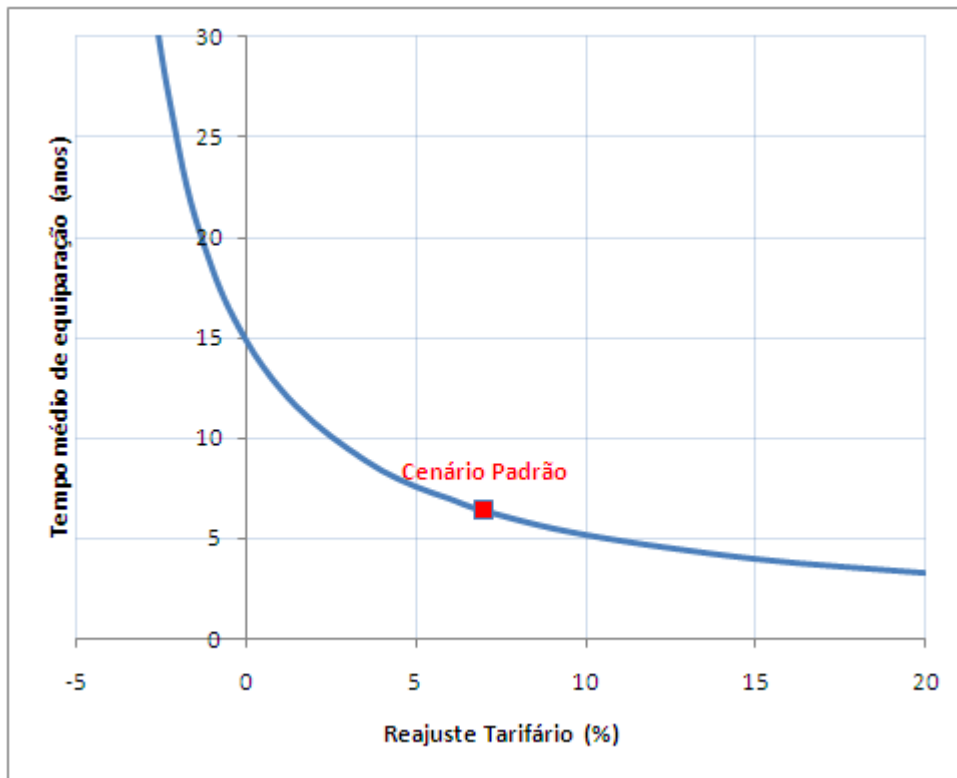


Figura 37 - Tempo de equiparação em função do reajuste da tarifa convencional

3.2.3.4 Influência da variação cambial

Numa primeira análise da figura 38, pode-se abstrair que o tempo médio de paridade é bastante sensível à variação cambial, de forma que um valor baixo da moeda americana indicaria uma tendência à equiparação em menos tempo e, por outro lado, um dólar

valorizado em relação ao real postergaria a paridade.

Do ponto de vista prático, no entanto, observa-se que essa influência não é tão significativa, a longo prazo. A história demonstra ser o dólar uma moeda volátil, sofrendo aumentos significativos seguidos de quedas abruptas. De acordo com o IPEA (Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada), a cotação média mensal histórica²⁸ do dólar comercial fica abaixo dos R\$ 2,80.

Ademais, com a alta do câmbio, a aquisição de equipamentos fotovoltaicos realmente torna-se mais custosa para o investidor brasileiro, o que encarece o kWh fotovoltaico produzido por um SFCR. Mas a tarifa convencional também é influenciada pela alta cambial, devido às dívidas em dólar contraídas pelas mantenedoras de grandes usinas hidrelétricas, como Itaipu, por exemplo. As despesas extras decorrentes da dolarização das usinas de grande porte certamente serão repassadas ao consumidor final, e serão sentidas nas ocasiões dos reajustes tarifários, como atesta o estudo feito pelo Ministério de Minas e Energia (MME, 2009).

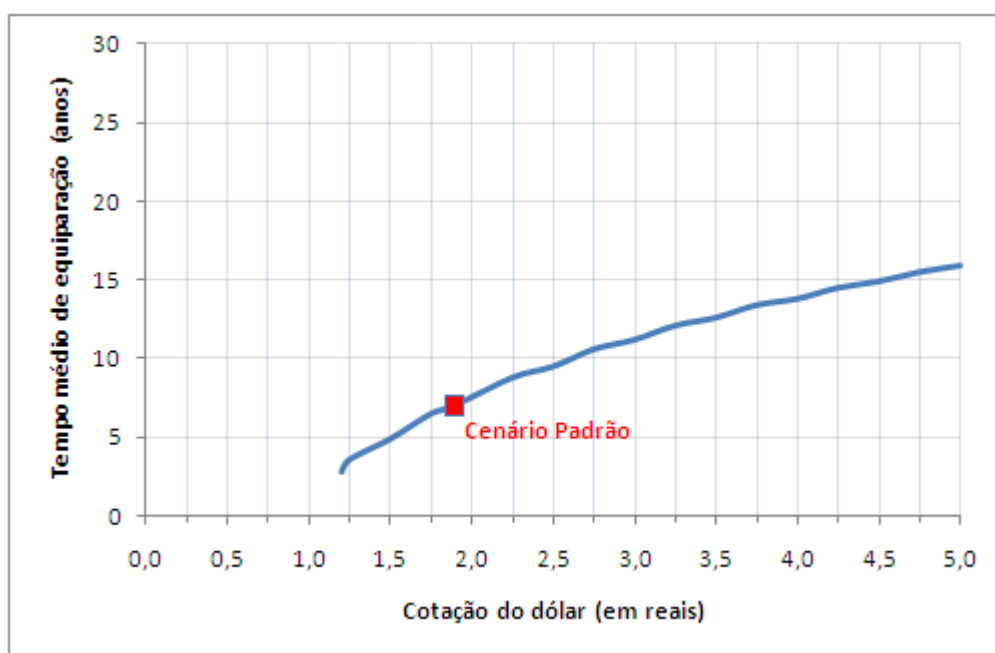


Figura 38 - Tempo de equiparação em função da variação cambial

3.2.3.5 Influência do desempenho global do sistema

LORENZO (2002) lembra que a temperatura de operação das células influencia

²⁸ Disponível em <www.ipeadata.gov.br>. Acesso em 29 de jul. 2009.

diretamente na eficiência de conversão da energia solar em eletricidade, pois dificilmente operam em temperaturas iguais ou inferiores a 25° C. As perdas associadas a esse fator podem chegar a 6%.

O autor também coloca a qualidade do inversor escolhido como determinante para a produtividade do sistema. Podem ocorrer perdas na conversão CC/CA e no seguimento do ponto de máxima potência que totalizam entre 15% e 20%. Somem-se a isso as perdas ocorridas nas quedas de potenciais ocorridas nos fios que ligam os módulos ao inversor, que podem chegar a 4%, de acordo com a qualidade dos cabos escolhidos e da distância entre módulo e inversor.

Em suma, as perdas devidas aos processos mencionados acima somam cerca de 75%, o que faz com que PR tenha um valor próximo a 25% nos sistemas que utilizam inversores e módulos de qualidade razoável.

Essa tendência também é verificada por JAHN e NASSE (2003), num estudo com 372 SFCR de diferentes países. OLIVEIRA (2002) registrou valores ligeiramente superiores a 80% para o sistema instalado no LSF-IEE-USP. DIAS (2006) também encontrou valores semelhantes para o SFCR operando no prédio de Engenharia Mecânica da UFRGS. Ambos os sistemas encontram-se descritos em detalhes no capítulo 2.

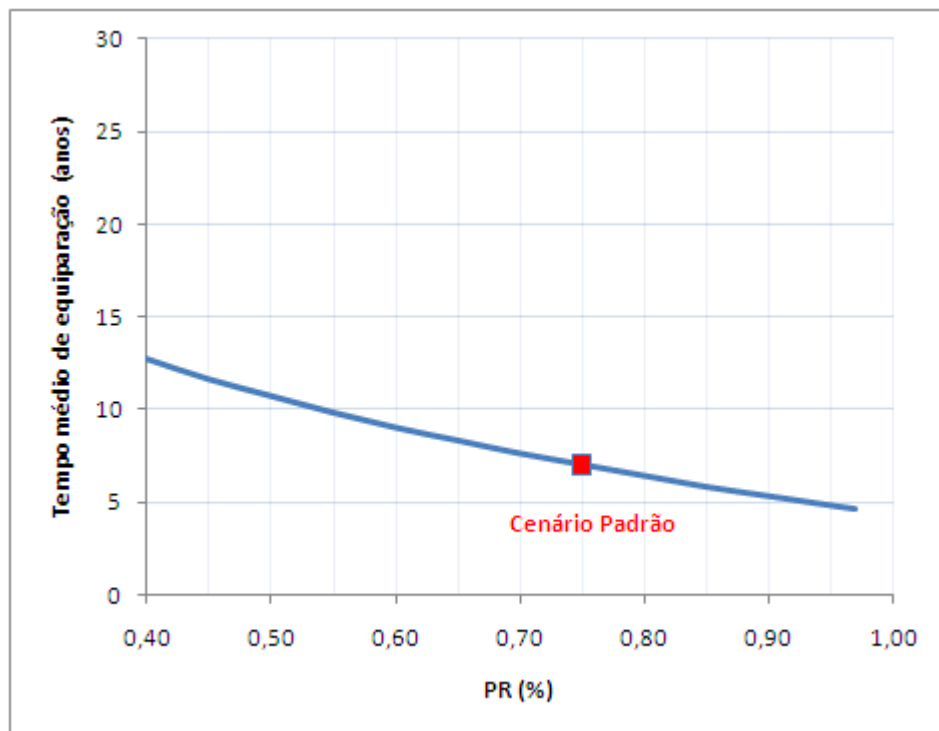


Figura 39 - Tempo de equiparação em função do desempenho global do sistema

Ocorre, porém, que na prática diversos sistemas têm operado com valores de P_R bem inferiores a 75%. Para LORENZO (2002), uma das principais causas é o fato de a potência nominal divulgada pelos fabricantes de módulos fotovoltaicos ser inferior ao valor real.

A figura 39 permite visualizar a influência de P_R no tempo de paridade. Observa-se que o tempo de paridade é inversamente proporcional a P_R , de forma que o correto dimensionamento de sistemas é fundamental para tornar a energia produzida a partir de SFCR competitiva diante de outras formas de geração.

3.2.3.5 Influência da orientação e inclinação dos painéis e do sombreamento.

Uma das principais vantagens dos SFCR é a possibilidade da integração arquitetônica nas edificações. Ocorre que, muitas vezes, as construções não foram planejadas para receber o equipamento fotovoltaico, e quase sempre não apresentam uma superfície de inclinação e orientação ótimas²⁹ para a captação da energia solar. Quando instalados no ambiente construído, esses sistemas ficam ainda sujeitos ao sombreamento provocado por prédios vizinhos e também por árvores.

A escolha inadequada do local implicará, portanto, em menor produtividade, acarretando aumento do custo de geração e, conseqüentemente, aumentando o médio de paridade.

A título de exemplo, foi selecionada a cidade de São Paulo, que, como apresentado neste capítulo, precisaria de cerca de 9,6 anos para verificar a equiparação. A latitude da localidade é de 23,5°. Supondo-se que um SFCR será instalado sobre um telhado com apenas 15° de inclinação, deslocado de 109° em relação ao Norte, próximo a eucaliptos que sombreiam o gerador, provocando um fator de sombra $F_S = 0,80$ (20% de perdas).

Nesse caso, o fator de capacidade do SFCR cairia de 13% (Tabela 3.4) para 9,9%, fazendo o custo de geração passar de US\$ 0,67 para US\$ 0,88 o kWh. A paridade só seria verificada após 12 anos.

Difícilmente esses fatores ocorreriam simultaneamente, mas, individualmente, já ocorreram em SFCR reais, como foi discutido no segundo capítulo. Portanto, devem ser cuidadosamente estudados na elaboração do projeto do SFCR.

²⁹ A engenharia de sistemas fotovoltaicos recomenda inclinar os módulos de um ângulo aproximadamente igual à latitude do local e orientá-los sem nenhum desvio em relação ao Sul (para sistemas no Hemisfério Norte) ou ao Norte (para sistemas no Hemisfério Sul) geográficos.

3.2.3.6 Influência da opção de compra dos equipamentos

Todo o estudo referente ao cálculo do custo de geração e do momento de equiparação descrito anteriormente foi feito com base na opção pela compra dos equipamentos no exterior. Mas é relevante se considerar, também, o tempo de paridade caso os inversores fossem fabricados no Brasil.

Mantendo-se as premissas assumidas no cenário padrão e variando-se apenas o custo de capital de US\$ 7,93 / W_p (importação de módulos e inversores - Tabela 3.2) para US\$ 7,80 / W_p (fabricação nacional exceto módulos – Tabela 3.3), pode-se ver o resultado na Figura 40. Essa alteração pouco afetaria o tempo médio de paridade, uma vez que a maior parte dos custos de equipamentos fotovoltaicos está na aquisição de módulos.

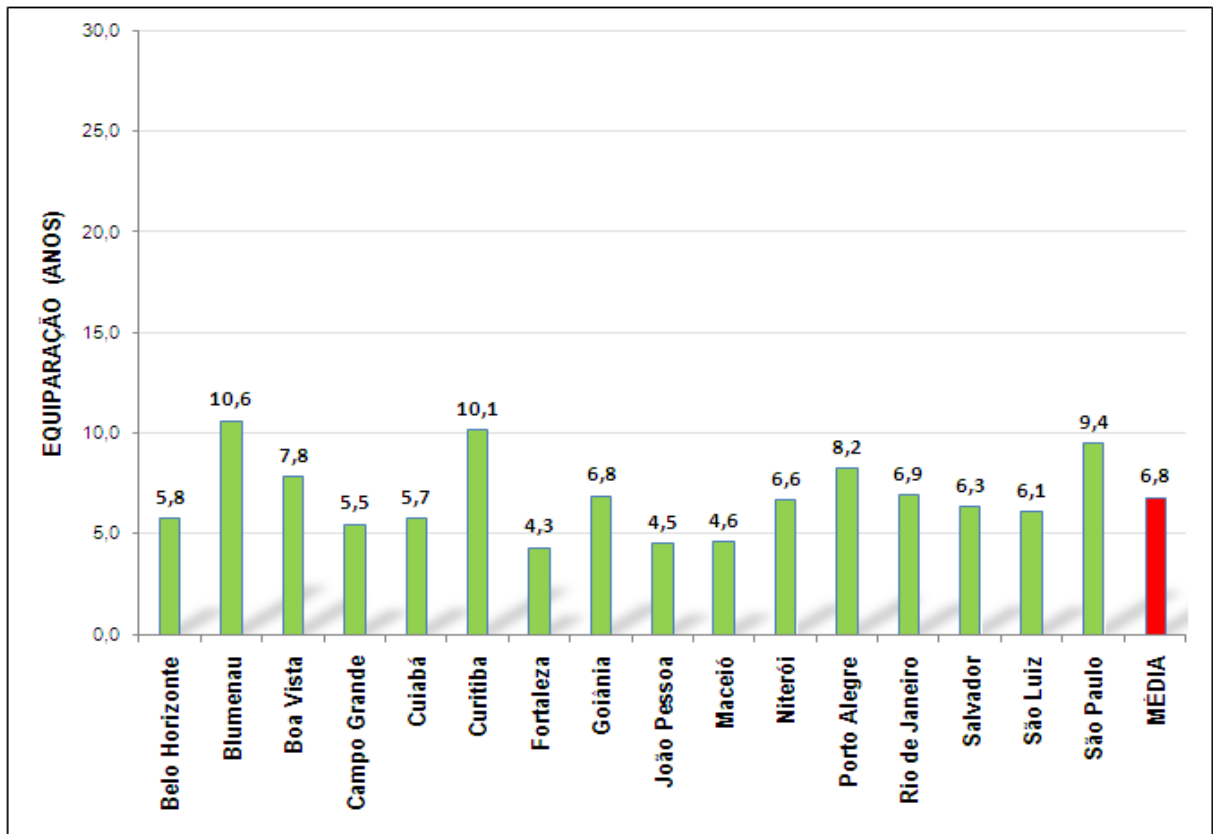


Figura 40 - Tempo de equiparação com a aquisição de inversores no Brasil

Encerra-se o terceiro capítulo, no qual foi desenvolvida uma metodologia visando estimar o custo de geração fotovoltaico em 16 cidades brasileiras e comparar a sua evolução no tempo em relação à tarifa convencional. Os resultados obtidos mostraram que a energia convencional e a eletricidade fotogerada terão preços equivalente em menos de uma década, em média, e que em algumas cidades esse tempo pode ser inferior a cinco anos.

CAPÍTULO 4 – QUESTÕES SOBRE A REGULAÇÃO DOS SFCR NO BRASIL

Neste último capítulo, será explicitado o enquadramento que a legislação brasileira faz da Geração Distribuída de eletricidade, em particular por meio dos SFCR. Serão apresentados as principais Leis, Decretos e Resoluções que regulam a atividade, ressaltando-se os pontos favoráveis e as lacunas criadas por legisladores, Poder Executivo e órgão regulador. Após a leitura do capítulo, será possível compreender todas as etapas legais a serem seguidas na implementação de um SFCR, desde a solicitação de Registro da instalação até a efetivação da conexão à rede de distribuição.

4.1 Enquadramento dos SFCR pela legislação vigente

A legislação atual não previa os sistemas fotovoltaicos integrados às edificações urbanas e interligados à rede elétrica convencional (RÜTHER; SALAMONI, 2008). Por isso, a ANEEL enquadra esses sistemas em algumas leis mais gerais que regem a produção, a transmissão, a distribuição e a comercialização de energia no Sistema Elétrico Brasileiro.

Os documentos de maior relevância para a geração distribuída de eletricidade, a partir de SFCR, são apresentados na Tabela 4.1.

Tabela 4.1 - Enquadramento dos SFCR de acordo com a legislação atual

DATA	NOME	ESCOPO
07/07/1995	Lei Federal Nº 9.074	Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências.
10/09/1996	Decreto Federal Nº 2.003	Regulamenta a produção de energia elétrica por Produtor Independente e por Autoprodutor e dá outras providências.
18/05/1999	Resolução ANEEL Nº 112	Estabelece os requisitos necessários à obtenção de Registro ou Autorização para a implantação, ampliação ou repotenciação de centrais geradoras termelétricas, eólicas e de outras fontes alternativas de energia.
01/10/1999	Resolução ANEEL Nº 281	Estabelece as condições gerais de contratação do acesso, compreendendo o uso e a conexão, aos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica.

continua...

continuação

Tabela 4.1 - Enquadramento dos SFCR de acordo com a legislação atual

DATA	NOME	ESCOPO
15/03/2004	Lei Federal Nº 10.848	Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera outras Leis correlacionadas e dá outras providências.
30/07/2004	Decreto Federal Nº 5.163	Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências.
18/08/2004	Resolução Normativa Nº 77	Estabelece os procedimentos vinculados à redução das tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, para empreendimentos hidroelétricos e aqueles com base em fonte solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, cuja potência injetada nos sistemas de transmissão e distribuição seja menor ou igual a 30.000 kW.

A seguir, serão apresentadas as principais implicações dessa legislação básica sobre a atividade da geração distribuída por meio dos SFCR.

4.1.1 As figuras do Autoprodutor e do Produtor Independente

O Decreto Federal Nº 2.003/96, amparado na Lei Federal Nº 9.074/95, instituiu dois importantes agentes do Setor Elétrico Brasileiro: o Auto-Produtor (AP) e o Produtor Independente de Energia (PIE).

O artigo 2º do Decreto define como AP “a pessoa física ou jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao seu uso exclusivo” e como PIE “a pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco”. A diferença básica entre as duas categorias, evidentemente, é o destino final da energia produzida: enquanto o AP deve utilizá-la para consumo próprio, o PIE irá produzi-la visando a comercialização.

No que tange à geração distribuída com sistemas fotovoltaicos interligados à rede elétrica, os proprietários de SFCR poderão ser classificados como APs ou PIEs. A legislação autoriza qualquer pessoa física ou jurídica a produzir, por meio da conversão fotovoltaica,

eletricidade para consumo próprio, podendo, nesse caso, ser comercializado apenas o excedente. E, exclusivamente para pessoas jurídicas constituídas como PIEs, é reservado o direito de comercializar toda a energia fotogerada.

4.2.2 A exigência do Registro dos SFCR junto à ANEEL

Os artigos 3, 4 e 5 do Decreto Federal Nº 2.003/96 estabelecem os tipos de empreendimentos energéticos que necessitam de concessão, permissão, autorização ou registro para funcionarem, de acordo com o porte e a fonte primária de energia utilizada. A Tabela 4.2 resume as exigências feitas a cada tipo de planta.

Tabela 4.2 - Exigências da ANEEL por tipo de planta

EXIGÊNCIAS	EMPREENHIMENTOS
Necessitam de Concessão por uso de bem público	Hidroelétricas com potência maior que 1 MW (PIE) ou maior que 10 MW (AP)
Necessitam de Autorização	Termoelétricas com potência maior que 5 MW (AP ou PIE) e Hidroelétricas com potência entre 1MW e 10 MW (AP)
Necessitam de Registro	Termoelétricas com potência menor que 5 MW e Hidroelétricas com potência inferior a 1 MW

Observa-se claramente, no texto do Decreto, a falta de menção a outras fontes de energia, como solar e eólica. Tendo em vista estabelecer procedimentos para a incorporação dessas fontes, no que diz respeito à necessidade de Autorização ou Registro, a ANEEL expediu a Resolução Nº 112/1999.

Esta enquadra os SFCR como Centrais Fotovoltaicas, devendo os proprietários de instalações cuja potência seja menor que 5 MW³⁰ requererem o Registro para implantação, ampliação ou repotenciação junto ao órgão. A solicitação do Registro deve ser feita mediante requerimento, acompanhado de uma Ficha Técnica específica preenchida, cujo modelo encontra-se em anexo na própria Resolução. A documentação deverá ser assinada por um Responsável Técnico (RT), o qual deverá ser um engenheiro cadastrado no CREA (Conselho Regional de Engenharia e Arquitetura). No ANEXO A dessa dissertação consta o modelo da

³⁰ Para potências maiores que 5 MW será necessária Autorização e não o Registro.

ficha referente ao requerimento de Registro das instalações do LSF-IEE-USP.

Na seção do site da ANEEL referente aos Registros e Autorizações concedidas³¹, consta o Registro de apenas um empreendimento fotovoltaico, concedido no ano de 2001. Trata-se do sistema híbrido diesel/fotovoltaico UTE Araras, localizado no município de Nova Mamoré (RO), constituído por arranjos que totalizam 20,5 kW_p. A instalação foi registrada como PIE, pois a energia fotogerada fora destinada à comercialização. No ANEXO B deste trabalho é apresentado o despacho da ANEEL concedendo o Registro da UTE Araras.

4.2.3 Acesso às redes de distribuição

A Lei 9.074/95, em seu artigo 15, regulamentada pelo Decreto 2.003/96, assegura o acesso às redes de T & D de concessionários e permissionários de serviço público, por parte de APs e PIEs, mediante ressarcimento pelos custos de transporte envolvidos, visando garantir a utilização e a comercialização da energia produzida.

A regulamentação da contratação do acesso às redes de T & D, compreendendo o uso e a conexão, se deu através da Resolução ANEEL N° 281/99. No documento, estão expressas as obrigações das concessionárias de transmissão e de distribuição e dos usuários, no que diz respeito ao uso dos sistemas de T & D.

As instalações fotovoltaicas em edificações conectadas à rede elétrica pública produzem eletricidade nos próprios locais de consumo, utilizando apenas a rede de distribuição local. Nesse caso, deve ser considerado, portanto, apenas o relacionamento entre o proprietário do SFCR e a empresa distribuidora, excluindo-se qualquer vínculo com as redes de transmissão.

Dentre as responsabilidades das empresas distribuidoras, elencadas no Artigo 5° da Resolução 281/99, destacam-se:

[...]

I - propiciar o relacionamento comercial com o usuário, relativo ao uso dos sistemas de distribuição e à conexão nas suas instalações, e prestar as informações necessárias ao interessado;

II - implementar as providências de sua competência, necessárias à efetivação do acesso requerido;

III - negociar e celebrar os Contratos de Conexão e Uso dos Sistemas de Distribuição, com os usuários que venham conectar-se às suas instalações de distribuição;

IV - efetuar a medição nos pontos de conexão do usuário e faturar os encargos decorrentes da conexão e do uso dos sistemas de transmissão e distribuição, discriminando as parcelas referentes aos sistemas de transmissão e de distribuição;

³¹ Disponível em : < <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=40>>. Acesso em : 4 ago 2009.

[...].

Os encargos mencionados no inciso IV deverão ser arrecadados pelas concessionárias, com base nas suas atividades de distribuição, e aprovados pela ANEEL. Tratando-se dos SFCR, que produzem eletricidade a partir de fonte solar, fica estipulada, pela Resolução Normativa ANEEL N° 77/2004, uma redução de 50% sobre as taxas de uso dos sistemas de distribuição, desde que a sua potência não seja superior a 30 MW.

Já para os interessados no acesso à rede, as principais exigências estão expressas no Artigo 6°:

[...]

I - solicitar o acesso aos sistemas de transmissão ou de distribuição, de acordo com o estabelecido no art. 7° desta Resolução.

II - celebrar, conforme o caso, os contratos de conexão e de uso dos sistemas de transmissão ou de distribuição;

III - efetuar os estudos, projetos e a execução das instalações de uso exclusivo e a conexão com o sistema elétrico da concessionária ou permissionária onde será feito o acesso;

IV - observar o disposto nos Procedimentos de Rede e nos Procedimentos de Distribuição.

Quanto aos Procedimentos de Distribuição, referenciados no Inciso IV, a ANEEL os define da seguinte maneira (ANEEL, 2008a):

Os Procedimentos de Distribuição são um conjunto de regras com vistas a subsidiar os agentes e consumidores do sistema elétrico nacional na identificação e classificação de suas necessidades para o acesso ao sistema de distribuição, disciplinando formas, condições, responsabilidades e penalidades relativas à conexão, planejamento da expansão, operação e medição da energia elétrica, sistematizando a troca de informações entre as partes, além de estabelecer critérios e indicadores de qualidade.

A obtenção do acesso à rede de distribuição, por parte de centrais geradoras com Registro, incluindo as fotovoltaicas, normalmente segue quatro etapas: consulta, informação, solicitação e permissão de acesso, sendo as duas primeiras opcionais e as duas últimas obrigatórias.

Na Solicitação de Acesso, o interessado deverá elaborar um projeto de suas instalações, contendo uma descrição detalhada da planta, com todas as especificações dos equipamentos e indicação do ponto de conexão.

O Parecer de Acesso é o documento formal obrigatório apresentado pela distribuidora, sem despesas para o acessante, onde são informadas as condições de acesso, compreendendo a conexão e o uso, e os requisitos técnicos que permitam a conexão das instalações do interessado. A distribuidora deverá emitir esse documento em até 30 dias após o recebimento da solicitação, quando não houver necessidade de execução de obras no sistema de

distribuição acessado. Caso sejam necessárias obras de ampliação ou reforço da rede, esse prazo passa a ser de 120 dias (ANEEL, 2008a).

Cabe ao interessado realizar um pedido formal de vistoria, junto à concessionária, da conexão das instalações. A empresa deverá realizar a vistoria, apresentando o seu resultado por meio de um relatório formal, no prazo máximo de 30 dias após a solicitação. A aprovação formal do ponto de conexão deverá ser emitida em até 7 dias, após satisfeitas as condições (se houver) impostas no relatório de vistoria. A efetivação da conexão deverá ocorrer em no máximo 3 dias úteis após a aprovação da instalação, para conexões à rede de baixa tensão em zona urbana.

As partes têm até 90 dias, a partir da emissão do Parecer de Acesso, para celebrar o contrato. O fluxograma da figura 41 resume as etapas e os prazos a serem cumpridos entre a solicitação e a efetivação da conexão à rede de distribuição para centrais geradoras com Registro, incluindo as fotovoltaicas.

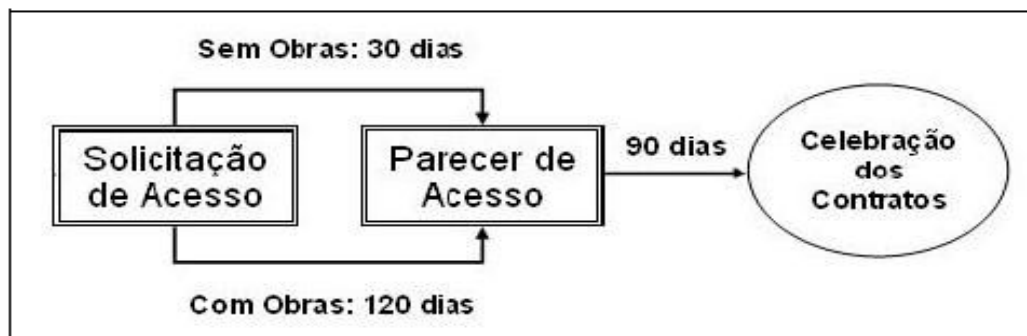


Figura 41 - Etapas e prazos para conexão de centrais geradoras com Registro
Fonte: ANEEL (2008a)

O terceiro de oito módulos do PRODIST (ANEEL, 2008b) estabelece as faixas de potência permitidas, de acordo com o nível de tensão, como mostra a Tabela 4.3.

Tabela 4.3 - Tensão de conexão em função da faixa de potência da planta

CLASSIFICAÇÃO	SISTEMA	TENSÃO NOMINAL	POTÊNCIA PERMITIDA
Baixa tensão	Monofásico	254 / 127 V ou 440 / 220 V	< 10 kW
	Trifásico	220 / 127 V ou 380 / 220 V	10 kW a 500 kW
Média tensão	Trifásico	13,8 kV ou 34,5 kV	76 kW a 30 MW
Alta tensão	Trifásico	69 kV ou 138 kV	> 30 MW

4.2.4 Definição do mercado reservado à Geração Distribuída

A figura do Gerador Distribuído foi reconhecida legalmente, pela primeira vez, no Brasil, a partir da publicação do Decreto 5.163/2004. Este delineou o mercado a ser atendido por tais geradores (ROMAGNOLI, 2005).

Esse mercado é constituído basicamente pelas concessionárias de distribuição, uma vez que elas podem adquirir até 10 % de sua carga a partir de Geradores Distribuídos, a fim de atender a 100% do seu mercado, como obriga a legislação. Essas distribuidoras deverão informar ao MME as suas projeções de carga para os cinco anos subseqüentes, de forma que o cálculo da quantidade de energia a ser adquirida deve ser feito minuciosamente. Caso as concessionárias não consigam suprir a demanda, serão obrigadas a comprar energia no mercado *spot*, estando sujeitas a preços bem acima do valor de referência e incorrendo em penalidades severas por comprar no mercado desregulado.

Segundo ROMAGNOLI (2005), com a publicação do Decreto 5.163/2004, a Geração Distribuída

deixa de ser vista como concorrente da distribuidora, e como causadora de perda de receitas e pode vir a auxiliar como ferramenta de planejamento, e como alternativa para que esta não se submeta aos preços do mercado *spot*, que podem ser muito elevados. Uma vez que os empreendimentos de Geração Distribuída podem ter prazos de construções menores, eles assumiram um papel muito importante como ferramenta de planejamento das distribuidoras e das geradoras para corrigir desvios de demanda. Uma outra vantagem como recurso de planejamento está relacionado ao seu aspecto modular que permite acréscimos de geração menores, e, portanto equalizando melhor as curvas de oferta e demanda.

Tratando-se dos SFCR, abre-se um enorme nicho de mercado, principalmente nas situações em que o pico de geração fotovoltaico coincide com o pico de demanda das edificações (RÜTHER et al., 2008b), como ocorre, por exemplo, durante os dias quentes de verão em algumas capitais brasileiras. Nesses dias, o consumo dos aparelhos de ar condicionado poderia ser suprido, em parte, com a energia produzida por SFCR nos telhados das construções.

4.2 Análise da legislação em vigor e mudanças regulatórias sugeridas

A seguir serão elencados os principais pontos favoráveis aos SFCR na legislação atual e sugeridas algumas mudanças necessárias no marco regulatório vigente, visando incentivar o aumento da participação da geração distribuída por meio de SFCR.

APs e PIEs

A lei ampara a implementação de empreendimentos fotovoltaicos conectados à rede com a finalidade de produzir energia para consumo próprio (AP) ou para a comercialização (PIE). Uma mudança importante sugerida seria considerar, como PIE, também a pessoa Física, pois isso facilitaria a disseminação dos SFCR. Pelo Decreto Nº 2.003/96, as pessoas físicas só podem ser classificadas como APs, sendo autorizadas a comercializar apenas o excedente de sua produção. No futuro, quando a energia fotogerada se demonstrar mais competitiva, isso impossibilitaria, por exemplo, que possíveis proprietários residenciais investissem em um SFCR exclusivamente para vender energia à concessionária, de forma que a conexão do sistema se desse diretamente na rede e não no quadro geral (figura 11 – capítulo 1), assim como ocorre na Espanha.

Necessidade do Registro

Pode-se afirmar que o procedimento de Registro junto à ANEEL é relativamente simples e desburocratizado, para SFCR cuja potência seja menor do que 5 MW. Essa faixa de potência é mais do que suficiente para liberar, da necessidade de Autorização, todos os sistemas de pequeno e médio porte. A sugestão que se dá é apenas um melhor detalhamento do termo “Centrais Fotovoltaicas”, do qual trata a Resolução ANEEL 112/1999. A expressão é típica de sistemas maiores, com produção centralizada. A grande maioria dos SFCR possui potência inferior a 100 kW_p e produz energia de forma descentralizada. O que se sugere, então, é a inclusão dos termos Pequenos e Médios Sistemas Fotovoltaicos Integrados à Edificação no escopo da Resolução.

Acesso às Redes de Distribuição

O acesso assegurado às redes de distribuição é um importante artifício legal para garantir a sustentabilidade do mercado livre que vem se estabelecendo gradualmente no cenário energético nacional. Esse procedimento permite a produtores e consumidores livres materializarem as transações de compra e venda de energia celebradas em contrato. No que diz respeito aos SFCR, porém, cabe à ANEEL regulamentar com maior transparência esse acesso, a partir da aplicação de normas técnicas padronizadas de conexão à rede, a serem

elaboradas após a constituição de grupos de trabalho com especialistas no assunto.

Sugere-se a elaboração de uma Cartilha, pela ANEEL, específica para SFCR, visando servir de referência a concessionárias e interessados no acesso à rede, compreendendo todas as etapas até a concretização de um SFCR, que são: planejamento, Registro, Permissão de Acesso, instalação e conexão à rede.

Mercado para a Geração Distribuída

O Decreto 5.163/2004 tem a sua importância por reconhecer legalmente a figura do Gerador Distribuído, o que representa uma mudança de paradigma na forma de planejamento de expansão da oferta de energia. No futuro, no entanto, a lei poderia valorizar mais a participação de empreendimentos à base de fontes primárias de energia consideradas limpas, como é o caso da energia solar. Esse incentivo poderia vir de um simples aumento no percentual de contratação permitido às distribuidoras (atualmente 10% da carga) ou de uma obrigação legal do suprimento de parte da demanda dessas empresas com energias desse tipo, a exemplo do que ocorre em outros países.

Incentivos regulatórios aos SFCR

A legislação brasileira revela a inexistência de uma política sistemática de incentivos à Geração Distribuída por meio de SFCR. O maior programa criado até hoje para incentivar o uso de fontes alternativas, o PROINFA (Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica), instituído pela Lei Nº 10.438/2002, deixou de lado a energia fotovoltaica. Dentre as razões para esse desprezo, estão o fato de o programa ter sido criado para atender o Sistema Interligado Nacional (SIN) e o elevado custo dessa tecnologia (VARELLA; CAVALIERO; SILVA, 2008).

Algumas ações, porém, têm permitido chamar a atenção das autoridades para a necessidade de se considerar a opção pela geração descentralizada por meio de SFCR, principalmente no meio urbano. A Portaria MME Nº 36, de 28 de novembro de 2008, por exemplo, criou o Grupo de Trabalho de Geração Distribuída com Sistemas Fotovoltaicos (GT-GDSF). Segundo o documento, o GT-GDSF foi criado com a finalidade de:

[...] elaborar estudos, propor condições e sugerir critérios destinados a:
Parágrafo Único: subsidiar definições competentes acerca de uma proposta de uma política de utilização de geração fotovoltaica conectada à rede, em particular em

edificações urbanas, como um fator de otimização de gestão da demanda de energia e de promoção ambiental do País, em curto, médio e longo prazo.

O grupo, composto por membros da Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético, pesquisadores de universidades e centros de pesquisa, técnicos e especialistas da área, desenvolveu diversas atividades. Dentre elas, podem-se citar:

- a elaboração de relatórios técnicos sobre o estado da arte dos SFCR instalados no Brasil, carga tributária/alfandegária, custo da energia fotogerada, comparação com mercados de outros países, políticas de incentivo possíveis e particularidades das instalações/pontos de conexão;
- sugestão de um programa de difusão da geração distribuída por meio dos SFCR, acompanhado de um modelo de certificação para edificações que utilizem esses sistemas.

Acredita-se que essas ações poderão fomentar, nos legisladores e no poder executivo, uma mudança na forma de pensar a expansão da oferta de energia, dando-se maior visibilidade ao potencial dos SFCR como forma de Geração Distribuída, nos próprios locais de consumo.

Termina aqui o último capítulo dessa dissertação. Nele foi possível acompanhar a forma como a lei brasileira regula a geração distribuída a partir de SFCR, explicitando-se os prós e contras da legislação vigente e apontando-se as melhorias necessárias à incorporação, em larga escala, dessa forma de geração. Também foram explanados os procedimentos legais para a instalação e conexão à rede de sistemas de pequeno e médio porte.

CONCLUSÃO

Este trabalho verificou serem os SFCR uma ótima opção para se produzir eletricidade, nos próprios locais em que ela se faz necessária, sem a necessidade da construção de grandes plantas geradoras. Sabe-se que grandes centrais provocam consideráveis impactos ambientais, requerem volumosos investimentos e necessitam de muito tempo entre o início das obras e a entrada em operação. Além disso, essas plantas devem ser construídas onde há a disponibilidade do recurso energético, em locais que geralmente não coincidem com os grandes centros consumidores. Dessa forma, consumirão investimentos adicionais com o transporte de energia.

Quando em funcionamento, os SFCR produzem energia de forma silenciosa, não poluente, e com grande capacidade de integração à arquitetura das edificações, dispensando gastos com transmissão. Essa opção configura-se, portanto, como uma excelente alternativa para o gerenciamento da expansão da oferta de eletricidade nos centros urbanos brasileiros, aproveitando-se de um recurso que o Brasil possui em abundância, que é a energia solar.

Neste trabalho constatou-se que, atualmente, existem 35 SFCR em operação no Brasil, totalizando uma potência instalada de 161,32 kW_p, valor inexpressivo diante da potência acumulada para a mesma tecnologia, nos países membros do PVPS, que era de 12,7 GW_p ao final de 2008. Em termos de distribuição geográfica da potência operacional, a maior participação cabe às Regiões Sudeste e Sul, ironicamente onde a disponibilidade do recurso solar é menor que a média brasileira, assim como as tarifas convencionais. Em termos do vínculo institucional dos projetos, 59,8 % da potência instalada está em universidades e centros de pesquisa, 22,2 % em concessionárias de energia e apenas 18% nas mãos da iniciativa privada, o que demonstra não haver o interesse imediato na exploração comercial dessa tecnologia.

O trabalho mostrou haver uma barreira econômica que atrapalha a disseminação dessa tecnologia. Em média, o custo atual de geração por meio de SFCR é 2,1 vezes maior que a tarifa residencial ao consumidor final brasileiro. Mas as perspectivas para a inserção dessa tecnologia, no futuro, são positivas, pois há uma tendência de alta na tarifa convencional, impulsionada pelo crescimento da demanda, ao mesmo tempo em que o custo de aquisição de equipamentos fotovoltaicos tende a diminuir, devido à evolução dos processos produtivos. Os resultados obtidos na análise econômica indicaram que, em menos de uma década, será verificada a paridade entre o kWh fotovoltaico e a tarifa convencional em grande parte das cidades brasileiras, confirmadas as premissas adotadas.

Por fim, foi possível perceber que o Brasil poderá não estar preparado para usufruir de seu potencial solar, através dos SFCR, se incentivos financeiros não forem direcionados ao aumento da capacidade instalada no país, de preferência com a criação de um mercado nacional de equipamentos fotovoltaicos. Para isso, a legislação e o planejamento energético deverão avançar em vários aspectos, começando-se pela valorização da Geração Distribuída por meio de SFCR como estratégia de expansão da oferta de energia e culminando-se na correta regulamentação dos SFCR.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEEL. **Cartilha de Acesso ao Sistema de Distribuição**. 2008. Brasília:ANEEL, 2008. Disponível em:<<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=82>>. Acesso em: 6 ago 2009.

ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional. Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição**. Brasília, 2008.

BARBOSA, E.; LOPES, L.; TIBA, C. **Sistemas fotovoltaicos interligados à rede no Arquipélago Fernando de Noronha**. In: XII Congresso Ibérico e VII Iberoamericano de Energia Solar, 2004, Vigo. Vigo: CIES, 2004. v. 2, p. 995-1000.

BARBOSA, E.; SILVA, D.; MELO, R. **Sistema fotovoltaico conectado à rede com baterias- Sistema UFPE-BRASIL**. Avances em Energías Renovables y Meio Ambiente, v.11, n.1, p.77-83, 2007.

BARBOSA, E., et al. **Grid-connected system of Lampião Restaurant – NE/Brazil**. In: X WREC- World Renewable Energy Congress, 2008, CD-ROM. Glasgow: WREC, 2008.

BENEDITO, R.; MACEDO, W. N.; ZILLES, R. **A produção de eletricidade com sistemas fotovoltaicos conectados à rede: barreira econômica, pontos de conexão e mecanismos de incentivo**. In: II Congresso Brasileiro de Energia Solar, 2008, Florianópolis. **Anais**. ABENS, 2008.

BMU (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit). **Renewable Energies: Electricity From Renewable Energy Sources: What does it cost us?** Bonn, 2008. 23p.

BRASIL. Presidência da República. Lei Nº 9.074 de 7 de julho de 1995. Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Brasília, 8 jul 1995. Seção 1, p. 10.125.

BRASIL. Presidência da República. Decreto Nº 2.003 de 10 de setembro de 1996. Regulamenta a produção de energia elétrica por Produtor Independente e por Autoprodutor e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Brasília, 11 set 1996. Seção 1, p. 17.917.

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução ANEEL Nº 112 de 18 de maio de 1999. Estabelece os requisitos necessários à obtenção de Registro ou Autorização para a implantação, ampliação ou repotenciação de centrais geradoras termelétricas, eólicas e de outras fontes alternativas de energia. **Diário Oficial da União**, Brasília, 19 mai 1996. Seção

1, p. 35, v. 137, n. 94.

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução ANEEL N° 281 de 1 de outubro de 1999. Estabelece as condições gerais de contratação do acesso, compreendendo o uso e a conexão, aos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica. **Diário Oficial da União**, Brasília, 4 out 1999 republicado em 02 dez 2003. Seção 1, p. 83, v. 140, n. 234.

BRASIL. Presidência da República. Lei N° 10.848 de 15 de março de 2004. Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera outras Leis correlacionadas e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Brasília, 16 mar 2004. Seção 1, p. 2, v. 141, n. 51.

BRASIL. Presidência da República. Decreto N° 5.163 de 30 de julho de 2004. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Brasília, 30 jul 2004. Seção 1, p. 1, v. 141, n. 146-A.

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa N° 77 de 18 de agosto de 2004. Estabelece os procedimentos vinculados à redução das tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, para empreendimentos hidroelétricos e aqueles com base em fonte solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, cuja potência injetada nos sistemas de transmissão e distribuição seja menor ou igual a 30.000 kW. **Diário Oficial da União**, Brasília, 19 ago 2004. Seção 1, p. 101, v. 141, n. 160.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético. Portaria N° 36 de 26 de novembro de 2008. Cria o Grupo de Trabalho de Geração Distribuída com Sistemas Fotovoltaicos - GT-GDSFE. **Diário Oficial da União**, Brasília, 28 nov 2008. Seção 2, p. 56, n. 232.

CRESESB. **Energia solar: princípios e aplicações**. 2003. Rio de Janeiro:CEPEL, 2003. Disponível em:<http://www.cresesb.cepel.br/tutorial/tutorial_solar.pdf>. Acesso em: 02 mar 2009.

DIAS, J. B. **Instalação Fotovoltaica Conectada à Rede: Estudo Experimental para a Otimização do Fator de Dimensionamento**. Porto Alegre, 2006. 175p. Tese (Doutorado em Engenharia Mecânica) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2006.

DUFFIE, J.; BECKMAN, W. **Solar Engineering of Thermal Processes**. New York, USA, 2ª edição: John Wiley and Sons, 1991.

GALDINO, M. A. **Implantação de um sistema fotovoltaico conectado à rede no CEPEL**.

In: XVII SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, 2003, Uberlândia - MG. **Acervo Técnico**. Uberlândia: SNPTEE, 2003.

_____. **A experiência de dois anos de operação do sistema fotovoltaico conectado à rede do CEPTEL**. In: XVIII SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, 2005, Curitiba. **Acervo Técnico**. Curitiba: SNPTEE, 2005.

GRAY, J. L. **The physics of the solar cell**. In: HEGEDUS, S. O.; LUQUE, A. O. Handbook of photovoltaic science and engineering. Chichester: John Wiley & Sons Ltd, 2003, Cap.3, p.61-112.

HEGEDUS, S.; LUQUE, A. **Status, trends, challenges and the bright future of solar electricity from photovoltaics**. In: HEGEDUS, S. O.; LUQUE, A. O. Handbook of photovoltaic science and engineering. Chichester: John Wiley & Sons Ltd, 2003, Cap.1, p.1-43.

IEA. Photovoltaic Power Systems Programme. **Trends in photovoltaics applications: Survey report of selected IEA countries between 1992 and 2006**. Switzerland, 2007. 37p.

IEA. Photovoltaic Power Systems Programme. **Trends in photovoltaics applications: Survey report of selected IEA countries between 1992 and 2008**. Switzerland, 2009. 40p.

JAHN, U; NASSE, W. **Performance Analysis and Reliability of Grid-Connected PV Systems in IEA Countries**. Preprint of Oral Presentation 70 –C8-03 at WCPEC-3, Osaka, Japan, 2003.

LENARDIC, D. **Large-scale photovoltaic power plants**. 2009. Slovenia:PVRESOURCES.COM, 2009. Disponível em:<<http://www.pvresources.com/en/top50pv.php>>. Acesso em: 16 mar 2009.

LISITA, O. **Sistemas fotovoltaicos conectados à rede: estudo de caso – 3kW_p instalados no estacionamento do IEE – USP**. São Paulo, 2005. 87p. Dissertação (Mestrado em Energia) - Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2005.

LORENZO, E. **La energía que producen los sistemas fotovoltaicos conectados a la red: el mito del 1300 y “el cascabel del gato”**. Revista Era Solar, n.107, p.22-28, 2002.

MACEDO, W. N. **Análise do fator de dimensionamento do inversor aplicado a sistemas fotovoltaicos conectados à rede**. São Paulo, 2006. 201p. Tese (Doutorado em Energia) - Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia, Universidade de São Paulo, São

Paulo, 2006.

MACEDO, W. N.; ZILLES, R. **Contribuição energética de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica de baixa tensão.** In: I Congresso Brasileiro de Energia Solar, 2007, Fortaleza - CE. **Anais.** Fortaleza: ABENS, 2007.

MACEDO, W.N. et al. **The First Grid-Connected PV Application in the Amazon Region.** In: 23rd European Photovoltaic Solar Energy Conference, 2008, Valencia. Valencia: EPSEC. v. 1, p. 3468-3471.

MARTÍN, E. C.; AGUILERA, M. Á. E. **Edifícios fotovoltaicos conectados a la red eléctrica: características y posibilidades energéticas.** In: I Master em Domótica 2005. Madrid: Universidad Politécnica de Madrid, 2005. Disponível em: <http://www.ies-def.upm.es/ESF_arquitectos/MasterCEDINT6.pdf>. Acesso em: 06 fev 2009.

MESSENGER, R. A.; VENTRE, J. **Introduction to PV systems.** In: _____. Photovoltaic Systems Engineering. 2.ed. Boca Raton: CRC Press, 2003, Cap.3, p.112-145.

MME (Ministério de Minas e Energia). Departamento de Gestão do Setor Elétrico. **Informe Tarifário: Energia Elétrica.** Brasília, 2009. 43p.

MOCELIN, A. R. **Implantação e gestão de sistemas fotovoltaicos domiciliares: resultados operacionais de um projeto piloto de aplicação da resolução ANEEL nº 83/2004.** São Paulo, 2007. 151p. - Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2007.

OLIVEIRA, S. H. F. D. **Geração distribuída de eletricidade: inserção de edificações conectadas à rede no Estado de São Paulo.** São Paulo, 2002. 205p. Tese (Doutorado em Energia) - Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2002.

PHOTON. **The mod squad: Market survey on modules 2009.** Photon International, n.2, p.136-207, 2009.

ROMAGNOLI, H. C. **Identificação de barreiras à geração distribuída no marco regulatório atual do Setor Elétrico Brasileiro.** Florianópolis, 2005. 127p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2005.

RÜTHER, R.; DACOREGIO, M. M. **Performance assessment of a 2 kW_p grid-connected,**

building-integrated, amorphous silicon photovoltaic installation in Brazil. Progress in Photovoltaics: Research and Applications, v.8, n.2, p.257-266, 2000.

RÜTHER, R., et al. **Avaliação do impacto da geração distribuída utilizando sistemas solares fotovoltaicos integrados à rede de distribuição.** In: Estudos Tecnológicos em Engenharia, 2005. São Leopoldo: Universidade do Vale do Rio dos Sinos, 2005. Disponível em: <http://www.unisinos.br/_diversos/revistas/estudos_tecnologicos/index.php?e=1&s=9&a=34>. Acesso em: 18 mai 2009.

RÜTHER, R., et al. **Performance of the First Grid-Connected, BIPV Installation in Brazil Over Eight Years of Continuous Operation.** In: 21st European Photovoltaic Solar Energy Conference, 2006, Dresden. Munich: WIP - München, 2006. v. 1, p. 119-122.

RÜTHER, R., et al. **Programa de Telhados Solares Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica Pública no Brasil.** In: XII Encontro Nacional de Tecnologia do Ambiente Construído - ENTAC 2008, 2008, Fortaleza. **Anais.** Fortaleza: ENTAC, 2008. v. 1, p. 100-110.

_____. **Potential of building integrated photovoltaic solar energy generators in assisting daytime peaking feeders in urban areas in Brazil.** Energy Conversion and Management, v.49, n.5, p.1074-1079, 2008.

RÜTHER, R.; SALAMONI, I. **Edifícios solares fotovoltaicos: potencial da geração solar integrada à edificações urbanas e interligada à rede elétrica.** In: Revista Sistemas Prediais, 2008. NTEditorial, 2008. Disponível em: <<http://www.nteditorial.com.br/revista/Materias/?RevistaID1=7&Edicao=58&id=820>>. Acesso em: 4 ago 2009.

RÜTHER, R.; ZILLES, R. **Eletricidade solar para os telhados do Brasil.** Valor Online, São Paulo, 20 out. 2009.

SALAMONI, I.T. **Um programa residencial de telhados solares para o Brasil: diretrizes de políticas públicas para a inserção da geração fotovoltaica conectada à rede elétrica.** Florianópolis, 2009. 187p. Tese (Doutorado em Engenharia Civil) – Programa de Pós Graduação em Engenharia Civil, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2009.

SIEMER, J. **Module price index.** Photon International, n.9, p.98-102, 2009.

VARELLA, F.; CAVALIERO, C.; SILVA, E. P. D. **Energia solar fotovoltaica no Brasil: incentivos regulatórios.** Revista Brasileira de Energia, v.14, n.1, p.9-22, 2008.

VIANA, T. S., et al. **Centro de Eventos da UFSC: Integração de Sistemas Fotovoltaicos à Arquitetura**. In: X Encontro Nacional e V Latino Americano de Conforto no Ambiente Construído, 2007, Ouro Preto - MG. **Anais**. ENCAC, 2007. v. p. 1998-2007.

VINAGRE, M. **Usina Solar Fotovoltaica em Minas Gerais**. In: INFORME CRESESB N° 21, 2005. Rio de Janeiro: CRESESB, 2005. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/informe10.pdf>>. Acesso em: 20 abr 2009.

ZILLES, R.; OLIVEIRA, S. H. F. **O Preço do Wp e o Custo do kWh Fornecido por Sistemas Interligados à Rede Elétrica**. In: VIII Congresso Brasileiro de Energia, 1999, Rio de Janeiro - RJ. **Anais**. CBE, 1999. p 743-748.

ZILLES, R., OLIVEIRA, S. **6.3 kWp Photovoltaic Building Integration at São Paulo University**. In: 17th European Photovoltaic Solar Energy Conference, 2001, Munich. Munich: WIP – München, 2001.

TRABALHOS PUBLICADOS DURANTE O MESTRADO

BENEDITO, R.; MACEDO, W. N.; ZILLES, R. **A produção de eletricidade com sistemas fotovoltaicos conectados à rede: barreira econômica, pontos de conexão e mecanismos de incentivo.** In: II Congresso Brasileiro de Energia Solar, 2008, Florianópolis. **Anais.** ABENS, 2008.

Artigo aceito para publicação na Revista AVERMA e para apresentação oral no Congresso da ASADES 2009, de 16 a 19 de Novembro de 2009:

BENEDITO, R.; ZILLES, R. **Caracterização da Produção de Eletricidade por Meio de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede no Brasil.**

ANEXOS

ANEXO A - Ficha técnica para Registro de Centrais Geradoras Fotovoltaicas do IEE



UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
INSTITUTO DE ELETROTÉCNICA E ENERGIA



LABORATÓRIO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

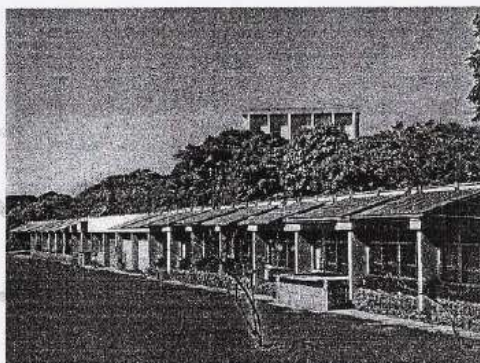
São Paulo, 08 de Maio de 2009

Superintendência de Concessões e Autorizações de Geração

Prezado Srs.,

Para fins de registro das duas unidades de geração fotovoltaica do Instituto de Eletrotécnica e Energia da Universidade de São Paulo enviamos os respectivos formulários de registro:

- 12,26 kW (Fachada do prédio da administração do IEE/USP)



- 3,0 kW (Estacionamento LSF/IEE-USP)



Atenciosamente,


Prof. Roberto Zilles

FORMULÁRIO DE REGISTRO DE CENTRAL GERADORA
 Superintendência de Concessões e Autorizações de Geração
 SGAN 603 Módulo J CEP 70.830-030 Brasília - DF Telefone (61) 2192-8750



1. IDENTIFICAÇÃO

Proprietário

Nome **INSTITUTO DE ELETROTÉCNICA E ENERGIA**
 Endereço **Av. Prof. Luciano Gualberto, 1289 CEP 05508-010**
 CNPJ/CPF **63.025.530/0042-82**

Telefone (11) **30912500**
 Município **São Paulo**
 e-mail **zilles@iee.usp.br**

Fax (11) **38167828**
 UF **SP**

Central geradora

Denominação **Fachada do prédio da administração do IEE/USP**
 Endereço **Av. Prof. Luciano Gualberto, 1289 CEP 05508-010**
 Coord. geográficas: Latitude **23 33 28 77 S** Longitude **46 44 02 89 O**

Telefone (11) **30912500**
 Município **São Paulo**
 e-mail **zilles@iee.usp.br**

Fax (11) **38167828**
 UF **SP**

2. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DA CENTRAL GERADORA

Central Geradora Fotovoltaica - SOL

Potência Instalada Total (kWp): **12,26**

Área Total da Central Geradora (m²): **110**

Número de Arranjos: **08**

Módulos da Central Geradora Fotovoltaica: **Atersa A-75, Solarrex MSX70, MSX77**

Arranjos	N.º de Placas por Arranjo	Área do Arranjo (m ²)	Potência de Pico (kW)	Data de Entrada em Operação
01	20	14,5	1,54	15/06/2001
02	20	13,0	1,50	20/12/2003
03	20	14,5	1,66	15/06/2001
04	20	13,0	1,50	20/12/2003
05	20	13,0	1,50	20/12/2003
06	20	14,5	1,40	15/06/2001
07	20	13,0	1,50	20/12/2003
08	20	14,5	1,66	15/06/2001

Declaro que as informações prestadas neste documento correspondem ao empreendimento em referência e estão de acordo com a legislação aplicável, em especial com o disposto nas Resoluções ANEEL nº 395/98 e 112/99. Estou ciente de que declarações falsas ou inexatas caracterizam crime de falsidade ideológica (art. 1.299 do Código Penal).

São Paulo, 08 de maio de 2009


 Proprietário ou representante legal pelo empreendimento

JOSE AQUILES BAESSO GRIMONI
 Instituto de Eletrotécnica e Energia
 Diretor

FORMULÁRIO DE REGISTRO DE CENTRAL GERADORA

Superintendência de Concessões e Autorizações de Geração

SGAN 603 Módulo J CEP 7 0.830-030 Brasília - DF Telefone (61) 2192-8750

**1. IDENTIFICAÇÃO****Proprietário**Nome **INSTITUTO DE ELETROTÉCNICA E ENERGIA**

Telefone (11) 30912500

Fax (11) 38167828

Endereço **Av. Prof. Luciano Gualberto, 1289 CEP 05508-010**Município **São Paulo**UF **SP**CNPJ/CPF **63.025.530/0042-82**e-mail **zilles@iee.usp.br****Central geradora**Denominação **Estacionamento LSF/IEE-USP**

Telefone (11) 30912500

Fax (11) 38167828

Endereço **Av. Prof. Luciano Gualberto, 1289 CEP 05508-010**Município **São Paulo**UF **SP**Coord. geográficas: Latitude **23 33 32 08 S** Longitude **46 44 06 33 O**e-mail **zilles@iee.usp.br****2. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DA CENTRAL GERADORA****Central Geradora Fotovoltaica - SOL**

Potência Instalada Total (kWp):

3,0

Área Total da Central Geradora (m²):

39

Número de Arranjos: 03

03


Módulos da Central Geradora Fotovoltaica:

Aterosa A-75, Solarrex MSX70, MSX77

Arranjos	N.º de Placas por Arranjo	Área do Arranjo (m ²)	Potência de Pico (kW)	Data de Entrada em Operação
01	20	13	1,54	15/12/2004
02	20	13	1,50	15/12/2004
03	20	13	1,66	15/12/2004

Declaro que as informações prestadas neste documento correspondem ao empreendimento em referência e estão de acordo com a legislação aplicável, em especial com o disposto nas Resoluções ANEEL nº 395/98 e 112/99. Estou ciente de que declarações falsas ou inexatas caracterizam crime de falsidade ideológica (art. 1.299 do Código Penal).

São Paulo, 08 de maio de 2009


 Proprietário ou representante legal pelo empreendimento

JOSE AQUILES BAESSO GRIMONI
 Instituto de Eletrotécnica e Energia
 Diretor

ANEXO B – Despacho de Registro da UTE Araras – RO

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL

DESPACHO Nº 335, DE 4 DE JUNHO DE 2001.

A SUPERINTENDENTE DE CONCESSÕES E AUTORIZAÇÕES DE GERAÇÃO DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso das atribuições conferidas pela Resolução ANEEL nº 371, de 20 de setembro de 2000 e considerando o que consta do Processo nº 48500.001771/01-91, resolve: I - Registrar, junto à ANEEL, a central geradora fotovoltaica Sistema Híbrido Diesel/Fotovoltaico UTE Araras - RO e respectivas instalações de transmissão de interesse restrito, com 32 arranjos de 0,64 kW, totalizando 20,48 kW de capacidade instalada, utilizando como combustíveis energia solar e óleo diesel, com entrada em operação comercial prevista para junho de 2001, localizada no distrito de Araras, Município de Nova Mamoré, Estado de Rondônia, de propriedade da Fundação de Amparo à Pesquisa e Extensão Universitária - FAPEU, inscrita no CNPJ/MF sob o nº 83.476.911/0001-17; II - A energia gerada destina-se a comercialização; III - Este registro não exime o interessado das responsabilidades quanto aos aspectos ambientais e de captação e lançamento de água de uso na central geradora; IV - Depende de autorização da ANEEL, a comercialização de energia elétrica, conforme o art. 26 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, com a redação alterada pelo art. 4º da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998.

ROSÂNGELA LAGO

Publicado no D.O de 05.06.2001, seção 1, p. 94, v. 139, n. 108 - E.

Este texto não substitui o publicado no D.O de 05.06.2001.