

UNIVERSIDADE FEDERAL DO ABC
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENERGIA

RENATO BRITO QUAGLIA

**Incentivo à Geração Distribuída com Sistemas Fotovoltaicos: cenários para
o setor elétrico brasileiro**

SANTO ANDRÉ
2010

RENATO BRITO QUAGLIA

**Incentivo à Geração Distribuída com Sistemas Fotovoltaicos: cenários para
o setor elétrico brasileiro**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-graduação em Energia para a obtenção do título de mestre.

Área de concentração: Planejamento e Operação de Sistemas Energéticos.

Orientador: Sérgio Henrique Ferreira de Oliveira

SANTO ANDRÉ

2010

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

QUAGLIA, Renato Brito

Incentivo à Geração Distribuída com Sistemas Fotovoltaicos : cenários para o setor elétrico brasileiro / Renato Brito Quaglia — Santo André : Universidade Federal do ABC, 2010.

114 fls. il.

Orientador: Sérgio Henrique Ferreira de Oliveira

Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal do ABC, Centro de Engenharia, Modelagem e Ciências Sociais Aplicadas, Energia, 2010.

1. Geração de energia elétrica 2. Eletrificação 3. Sistemas fotovoltaicos I. OLIVEIRA, Sérgio Henrique Ferreira de. II. Centro de Engenharia, Modelagem e Ciências Sociais Aplicadas, Energia, 2010, III. Título.

CDD 621.311

Programa de Pós-Graduação em Energia
ATA DE DEFESA DE DISSERTAÇÃO

Santo André, 28 de junho de 2010.

Ilustríssima Comissão de Pós-Graduação

Relatamos, que em 28 de junho de 2010, realizou-se a **Defesa de Dissertação**, do Sr. Renato Brito Quaglia, aluno da pós-graduação de Energia da UFABC, nível mestrado, com o título do trabalho: “Incentivo à Geração Distribuída com Sistemas Fotovoltaicos: Cenários para o Setor Elétrico Brasileiro”

Abaixo o resultado de cada participante da Banca de Exame:

Nome do participante	Sigla da Unidade	Resultado
Sérgio Henrique Ferreira de Oliveira	UFABC	<i>APROVADO</i>
Roberto Zilles	USP	<i>Aprovado</i>
Patrícia Teixeira Leite	UFABC	<i>Aprovado</i>
Federico Bernardino Morante Trigoso	UFABC	
Paulo Serpa	FSA	

Resultado final: Aprovado

Assinaturas:

Sérgio Henrique Ferreira de Oliveira

Orientador



Roberto Zilles

Examinador

Patrícia Teixeira Leite

Examinadora

Federico Bernardino Morante Trigoso

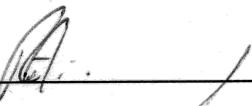
Suplente

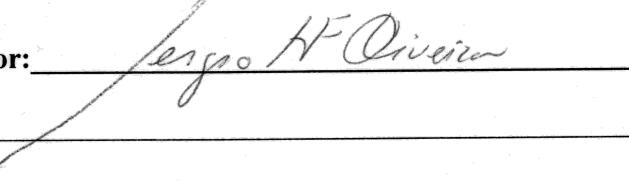
Paulo Serpa

Suplente

Este exemplar foi revisado e alterado em relação à versão original, de acordo com as observações levantadas pela banca no dia da defesa, sob responsabilidade única do autor e com a anuênciâa de seu orientador.

Santo André, 26 de Julho de 2010.

Assinatura do autor: 

Assinatura do orientador: 

Aos meus pais, José Carlos e Sonia, por todo
amor, carinho, compreensão, colaboração e
sabedoria transmitida desde a minha infância.

AGRADECIMENTOS

Ao professor Sérgio Henrique Ferreira de Oliveira por ter me orientado nessa longa jornada, por confiar em meu trabalho mesmo em minhas ausências e pelas incansáveis discussões sobre Energia e os mais variados assuntos que muito contribuíram em minha formação acadêmica, profissional e pessoal.

Aos professores do programa de pós-graduação em Energia, por possibilitarem um ambiente acadêmico repleto de idéias e motivações e, em especial, aos professores Federico Morante Trigoso, João Manoel Losada Moreira e Patrícia Teixeira Leite, pela presteza e disposição em responder as minhas dúvidas e os mais repletos questionamentos.

Aos professores Roberto Zilles (IEE/USP), Sérgio Bajay (FEM/UNICAMP) e Moacyr Trindade (FEM/UNICAMP), pela contribuição e disposição sempre que solicitei.

Aos colegas da Pós-Graduação em Energia, em especial, Albemerc Moraes, Anna Fournier, Carla Roig, Gracieli Cardoso, Isaque Almeida, Louise Nakagawa, Mariana Pedrosa e Natália Moraes, por ter tornado mais agradável às longas horas de estudos.

Aos alunos da Iniciação Científica, Patrícia Garcia, Breitner Marczewski e Gabriel Borges, pelas discussões e troca de informações.

Ao meu irmão, Fábio, pela amizade e por compreender algumas ausências durante o período de trabalho.

Em especial, Priscila Cassanti, pelo amor, companheirismo e dedicação que tem mostrado nesse período turbulento da minha vida.

RESUMO

QUAGLIA, R.B. Incentivo à Geração Distribuída com Sistemas Fotovoltaicos: cenários para o setor elétrico brasileiro. 2010. 114 p. Dissertação de mestrado em Energia. Universidade Federal do ABC, Santo André, 2010.

Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica vêm sendo considerados como opção tecnológica à Geração Distribuída em países como a Alemanha, Espanha, Estados Unidos, Japão, entre outros, desde o final do século passado. As principais motivações para adoção de incentivo a esses sistemas estão relacionadas ao desenvolvimento de mercados associados à geração de energia elétrica e meio ambiente, devido a inviabilidade econômica que esses sistemas apresentam e motivados pela forte dependência por fontes não renováveis para geração deste tipo de energia. No contexto brasileiro, a potência instalada através desses sistemas é ainda muito pequena, além disso, as normas de instalação e conexão da Geração Distribuída não estão consolidadas, sendo encontradas diversas barreiras à implementação da GD. Entretanto, a literatura aponta para algumas soluções, tais como a criação de mecanismos de incentivo, regulamentação específica e a criação de mercados de novas tecnologias. Sendo assim, o objetivo deste trabalho é avaliar qual o tipo de incentivo seria indicado para alcançar o crescimento desta fonte de geração no Brasil. Baseado em modelos utilizados em alguns países foram elaborados três cenários para investigação, o primeiro subsidia à potência instalada (ou à compra dos sistemas), o segundo à compra da energia e o terceiro um misto entre ambos. Foi possível constatar que para os cenários elaborados e as condições de contorno estabelecidas, o modelo de incentivo à potência seria aquele que vislumbra um número significativo de sistemas frente ao atual cenário e alcançaria a maior potência instalada, ou seja, poderia trazer uma maior contribuição ao setor elétrico e, além disso, um maior horizonte para a criação de um mercado fotovoltaico brasileiro.

Palavras-chave: Geração Distribuída, Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica, Mecanismos de incentivo.

ABSTRACT

QUAGLIA, R.B. Incentives to the Distributed Power Generation with Photovoltaic Power Systems: sceneries for the electric Brazilian sector. 2010. 114 p. Dissertation's master in energy. Universidade Federal do ABC, Santo André, 2010.

The grid-connected photovoltaic systems is when were considered as a technological option to the Distributed Power Generation in countries like Germany, Spain, the United States, Japan, between others, from the end of last century. The principal motivations for adoption of incentive are made a list to the development markets by energy and environment, on account of the economical impracticality of these systems and caused by the strong dependence for sources not renewable for electric generation.. In the Brazilian context, the power installed through these systems is still very lowest, besides, the Distributed Power Generation is not consolidated, when several difficulties found. Meantime, the literature points to some solutions, like the creation of mechanisms of incentive, specific regulations and the creation of markets of new technologies. The aim of this work is to evaluate which the model of incentive most indicated to reach the growth of the photovoltaic installed power. Based on models used in the principal countries, there were prepared three sceneries of incentive, the first one to the power systems, the second to the energy and the third mixture. It was possible to note what for the prepared sceneries and the established conditions of outline, the model of incentive to the power systems would be what would stimulate a significant number of systems in front of the current scenery and would reach the biggest installed power, if it made possible so a bigger contribution to the electric and, sector besides, a bigger horizon for the creation of a photovoltaic Brazilian market.

Keywords: Distributed Power Generation, Grid-Connected Photovoltaic Systems, Mechanisms of Incentive

LISTA DE FIGURAS

Figura 3.1	Diagrama esquemático de uma central fotovoltaica	40
Figura 3.2	SFCR de 4,8 kWp sobre o telhado de uma casa na Malásia.....	41
Figura 3.3	SFCR integrado na fachada de uma edificação.....	42
Figura 3.4	Sistemas integrados na fachada e na cobertura do Parlamento Europeu em Bruxelas	42
Figura 3.5	Diagrama esquemático de SFCR instalado em residência	43
Figura 4.1	Estrutura tarifária de residências na Alemanha de 2000 a 2007.....	66
Figura 5.1	Os custos dos encargos setoriais que compuseram as tarifas de Energia elétrica em 2007.....	84
Figura 5.2	Ponto de conexão quando há incentivo à energia gerada.....	89
Figura 5.3	Estrutura Institucional do Setor Elétrico.....	102

LISTA DE TABELAS

Tabela 1.1	Preço da geração de energia elétrica por diversas fontes e as perspectivas de redução de custos.....	20
Tabela 2.1	Informações e dados sobre algumas tecnologias utilizadas na GD.....	28
Tabela 2.2	Quadro geral com a legislação vigente referente à GD.....	35
Tabela 3.1	Os sistemas em operação, por ordem de instalação.....	52
Tabela 4.1	A potência FV Instalada em 2008 e acumulada nos principais países membros da IEA – PVPS.....	59
Tabela 4.2	Tarifas pagas na Alemanha através do <i>FIT</i>	65
Tabela 4.3	A Conta de Energia Elétrica em uma residência que consome 3500 kWh/ ano de 2000 a 2007.....	69
Tabela 5.1	Os custos dos encargos setoriais que compuseram as tarifas de energia elétrica em 2007.....	80
Tabela 5.2	Custo de capital de SFCR com equipamentos importados.....	83
Tabela 5.3	A estimativa da produtividade dos SFCR para cada região do país.....	84
Tabela 5.4	O fator de capacidade estimado para cada região do país.....	84
Tabela 5.5	Médias dos valores das tarifas de fornecimento da classe de consumo Residencial nas cinco regiões do país.....	85
Tabela 5.6	A potência fotovoltaica instalada ao longo dos dez anos – incentivo à Potência.....	88
Tabela 5.7	O valor da T.P nas cinco regiões do país no primeiro ano de vigência do incentivo à energia gerada.....	89
Tabela 5.8	A potência fotovoltaica instalada ao longo dos dez anos – incentivo à Energia.....	91
Tabela 5.9	O valor da T.P nas cinco regiões do país no primeiro ano de vigência do incentivo misto.....	92
Tabela 5.10	A Potência Fotovoltaica Instalada ao longo dos dez anos – Incentivo Misto.....	94
Tabela 5.11	A contribuição energética de cada cenário frente ao consumo de energia elétrica.....	95
Tabela 5.12	Tributos e taxas aplicadas à importação dos componentes dos SFCR.....	97

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 4.1	A Potência Fotovoltaica instalada na Alemanha.....	61
Gráfico 4.2	Potência Fotovoltaica instalada no Japão.....	62
Gráfico 4.3	Potência FV Instalada como GD nos EUA.....	63
Gráfico 5.1	A produção de módulos fotovoltaicos e a potência instalada anual entre 2000 e 2008 na Alemanha.....	78
Gráfico 5.2	Investimento realizado pelos PPEE para a compra dos SFCR ao longo de dez anos – por região (subsídio à potência).....	86
Gráfico 5.3	Valor subsidiado pelo Fundo Monetário ao longo dos dez anos – por região....	87
Gráfico 5.4	Potência instalada incentivada pelo mecanismo apresentado no cenário.....	87
Gráfico 5.5	Montante pago ao PPEE pela energia gerada em dez anos – por região.....	90
Gráfico 5.6	Potência instalada incentivada pelo mecanismo apresentado no cenário 2.....	91
Gráfico 5.7	Montante pago ao PPEE pela energia gerada em dez anos e pelo subsídio à potência – por região – incentivo misto.....	93
Gráfico 5.8	A Potência Total Instalada em função da região com o aporte total do Fundo Monetário – Incentivo Misto.....	93

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AP	Auto-produtor
BEN	Balanço Energético Nacional
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
BNDS	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
CCC	Conta de Consumo de Combustíveis
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CDE	Conta de Desenvolvimento Energético
CEFET- MG	Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais
CELESC	Centrais Elétricas de Santa Catarina
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CFURH	Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos
CGEE	Centro de Gestão e Estudos Estratégicos
CHESF	Companhia Hidroelétrica do São Francisco
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNOS	Centro Nacional de Operação do Sistema
CNPE	Conselho de Políticas Energéticas
COPPE	Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia
CPFL	Companhia Paulista de Força e Luz
CPTEC/ INPE	Controle de Previsão de Tempo e Estudos Climáticos do Instituto
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ESS	Encargos de Serviços do Sistema
FAE	Grupo de Pesquisas em Fontes Alternativas de Energia
FIT	Feed-in Tariffs
FV	Fotovoltaico
GD	Geração Distribuída
GT-GDSF	Grupo de Trabalho de Geração Distribuída com Sistemas Fotovoltaicos
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
IEA	International Energy Agency
IEE - USP	Instituto de Eletrotécnica e Energia da Universidade de São Paulo
IME - USP	Instituto de Matemática e Estatística da Universidade de São Paulo
IPI	Imposto sobre Produtos Industrializados
LABSOLAR	Laboratório de Energia Solar da Universidade Federal de Santa Catarina
LSF	Laboratório de Sistemas Fotovoltaicos
MCFC	Célula a combustível de Carbonato Fundido
MME	Ministério de Minas e Energia
MPX	MPX Energia S.A
NREL	National Renewable Energy Laboratory

OIE	Oferta Interna de Energia
ONS	Operador Nacional do Sistema
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
P & D	Pesquisa e Desenvolvimento
PI	Produtor Independente
PPEE	Pequeno Produtor de Energia Elétrica
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
PUC-RS	Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul
PVPS	Photovoltaic Power System Programme
NT-SOLAR	Núcleo Tecnológico de Energia Solar
RGR	Reserva Global de Reversão
SAI	Solar American Initiative
SFCR	Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede Elétrica
T&D	Transmissão e Distribuição
TFSEE	Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica
TFV	Tecnologia Fotovoltaica
TP	Tarifa Prêmio
UFPE	Universidade Federal de Pernambuco
UFJF	Universidade Federal de Juiz de Fora
UFRGS	Universidade Federal do Rio Grande do Sul
UFRJ	Universidade Federal do Rio de Janeiro
UFSC	Universidade Federal de Santa Catarina
UNFPA	Fundo de População das Nações Unidas
USP	Universidade de São Paulo

LISTA DE SÍMBOLOS

C	Custo de Geração de Energia Elétrica
Cnm	Custo com a Compra da Energia injetada na rede em netmetering
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CO ₂	Dióxido de Carbono
CO ₂ / GWh	Dióxido de Carbono por Gigawatt-hora
FC	Fator de Capacidade
Gce	Irradiância solar em condições padrão
Gger	Energia incidente no plano do gerador
G _H	Irradiação incidente no plano horizontal
GWh	Gigawatt-hora
Hz	Hertz
Inv	Investimento inicial para compra de SFCR
kWh	Quilowatt-hora
kWp	Quilowatt-pico
m ³ / s	metros-cúbicos por segundo
MWp	Megawatt-pico
NOx	Óxidos de Nitrogênio
OM	Porcentagem do capital inicial necessário por ano para Operação e Manutenção
PF(t)	Potência entregue pelo sistema à carga
Pnom	Potência nominal instalada no sistema
P(t)	Potência entregue pelo gerador
r	Taxa Anual de Desconto
R\$/ kWp	Reais por Quilowatt-pico
R\$/ kWh	Reais por Quilowatt-hora
SO ₂	Dióxido de Enxofre
TWh	Terawatt-hora
V	Volts
YA	Produtividade Anual
YF	Produtividade Final do Sistema

SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS.....	IX
LISTA DE TABELAS.....	X
LISTA DE GRÁFICOS.....	XI
LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS.....	XII
LISTA DE SÍMBOLOS.....	XIV
CAPÍTULO 1. DELIMITAÇÃO DA PESQUISA.....	18
1.1 Introdução.....	18
1.2 Motivação.....	20
1.3 Delimitação do Problema.....	22
1.4 Objetivos.....	22
1.4.1 Objetivo Geral.....	22
1.4.2 Objetivos Específicos.....	22
1.5 Metodologia.....	23
CAPÍTULO 2. GERAÇÃO DISTRIBUÍDA DE ENERGIA ELÉTRICA.....	25
2.1 Introdução.....	25
2.2 Definição.....	26
2.3 Tecnologias na Geração Distribuída.....	27
2.4 Benefícios da Geração Distribuída.....	29
2.5 Barreiras a implantação da Geração Distribuída.....	31
2.6 Aspectos Técnicos da Interconexão.....	33
2.7 Legislações e programas de incentivo destinados à GD no Brasil.....	34
CAPÍTULO 3. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A REDE ELÉTRICA.....	38
3.1 Introdução.....	38
3.2 Definição.....	39
3.2.1 Grandes Centrais Fotovoltaicas.....	39
3.2.2 Os SFCR como Geradores Distribuídos.....	41
3.3 Componentes dos SFCR como Geradores Distribuídos.....	43
3.4 Aspectos de instalação e conexão à rede elétrica de baixa tensão.....	44
3.5 Benefícios.....	45
3.6 Barreiras a implantação dos SFCR.....	47
3.7 Índices de Mérito.....	49
3.8 Metodologia para o cálculo do custo da energia fotovoltaica.....	51

3.9	Descrição dos SFCR instalados no Brasil.....	51
3.9.1	O sistema do IEE/LSF.....	53
3.10	A indústria fotovoltaica brasileira.....	53
CAPÍTULO 4. MECANISMOS DE INCENTIVO AOS SFCR.....		55
4.1	Introdução.....	55
4.2	Instrumentos políticos para a promoção dos SFCR.....	56
4.2.1	Subsídios/Incentivos financeiros.....	56
4.2.2	Incentivos Fiscais.....	57
4.2.3	Feed-in Tariffs (FiT).....	57
4.2.4	Sistema de Cotas com Certificados Verdes.....	57
4.2.5	Tender System.....	58
4.2.6	Programas Buydown.....	58
4.2.7	Incentivos aos SFCR nos países membros do PVPS-IEA.....	59
4.2.7.1	Alemanha.....	60
4.2.7.2	Japão.....	61
4.2.7.3	Estados Unidos da América.....	62
4.3	O Feed-in Tariffs na Alemanha.....	63
4.3.1	A tarifa alemã de energia elétrica.....	66
4.3.1.1	Componente da Geração.....	67
4.3.1.2	Componente da Transmissão.....	67
4.3.1.3	Componente de Marketing e de Medição.....	67
4.3.1.4	Componente do imposto de eletricidade.....	67
4.3.1.5	Componente do valor adicional ao imposto.....	68
4.3.1.6	Componente da Concessão.....	68
4.3.1.7	Componente da lei de Co-geração e aproveitamento térmico.....	68
4.3.1.8	Componente da lei das fontes de Energia Renovável.....	68
4.3.1.9	O impacto dos custos e o aumento da tarifa.....	69
4.3.1.10	Lei das fontes de Energia Renovável.....	70
4.4	Legislações e incentivos destinados à promoção dos SFCR no Brasil.....	71
CAPÍTULO 5. CENÁRIOS PROPOSTOS DE MECANISMOS DE INCENTIVO.		74
5.1	Introdução.....	74
5.2	Condições de contorno para os cenários propostos de mecanismos de incentivo...	76
5.2.1	Abrangência dos Mecanismos.....	76
5.2.2	Potência Fotovoltaica Instalada.....	78
5.2.3	Fundo Monetário.....	79

5.2.4	Custos dos SFCR.....	82
5.2.5	Índices de produtividade dos SFCR.....	83
5.3	Modelos de Mecanismos adotados e os cenários propostos.....	84
5.3.1	Cenário 1: Incentivo à Potência Instalada.....	84
5.3.2	Cenário 2: Incentivo à Energia Fotovoltaica.....	88
5.3.3	Cenário 3: Incentivo Misto.....	91
5.3.4	A contribuição energética em cada cenário.....	94
5.4	Índice de Nacionalização dos SFCR.....	95
5.5	Aspectos técnicos e de interconexão à rede de baixa tensão.....	97
5.5.1	Ponto de conexão.....	97
5.5.2	Qualidade da Energia Injetada.....	98
5.5.2.1	Distorção Harmônica.....	98
5.5.2.2	Tensão de Operação.....	99
5.5.2.3	Freqüência de Operação.....	99
5.5.3	Fator de Potência.....	99
5.5.4	Operação em Ilhamento.....	99
5.6	Agentes dos setor elétrico.....	100
CONSIDERAÇÕES FINAIS E CONCLUSÕES.....		103
SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS.....		109
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....		110

CAPÍTULO 1 – DELIMITAÇÃO DA PESQUISA

1.1 Introdução

Nas últimas décadas o conceito de Geração Distribuída (GD) vem sendo discutido nos setores elétricos de diversos países, devido ao modelo de planejamento da operação que possibilita a conexão de suas plantas de geração às linhas de distribuição nas proximidades do centro de carga, evitando assim as perdas significativas por efeito Joule que ocorre na transmissão.

Dentre o leque de opções tecnológicas de GD (como exemplo as Pequenas Centrais Hidrelétricas, os Geradores Eólicos e as Usinas movidas à biomassa), os Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica (SFCR) surgem como boa alternativa, pois podem ocupar o ambiente construído, tanto nas coberturas e no entorno das edificações, quanto integrados nas fachadas, possibilitando assim a geração de energia elétrica nas proximidades dos centros de consumo.

Desde o final do século passado, a aplicação dessa tecnologia tem apresentado aumento significativo na potência instalada. De acordo com Oliveira (2002), Cervantes Rodríguez (2002) e Salamoni (2009) tais crescimentos têm ocorrido em países como a Alemanha, Espanha, Estados Unidos e Japão, principalmente, porque foram acompanhados da adoção de políticas energéticas que incentivam através de subsídios financeiros, fiscais e creditícios, à compra dos sistemas, bem como à compra garantida da energia fotogerada por um período determinado de tempo. A necessidade de incentivo reside nos preços elevados desses sistemas quando comparadas às fontes convencionais à base de combustível fóssil ou de hidroeletricidade.

As motivações dos países desenvolvidos para tais políticas de incentivo estão relacionadas quase que exclusivamente ao desenvolvimento de mercados associados à geração de energia e meio-ambiente. Quanto às questões energéticas, as principais economias (Alemanha, Estados Unidos, entre outros) dependem fortemente de combustíveis fósseis para geração de eletricidade e no cenário futuro de escassez do recurso e de aumento na demanda por energia elétrica, surge à necessidade de se investir em “novas” fontes para geração de eletricidade que possam substituir parte substancial das fontes convencionais.

Em relação às questões ambientais os países desenvolvidos têm criado ações, leis que visam mitigar as emissões de gases do efeito estufa, causadas em grande parte pelo modelo

convencional de geração de energia elétrica, principalmente às usinas termelétricas a carvão ou a óleo (Costa, 2006).

De acordo com BMU (2008b), na Alemanha em 2007, por conta do aumento de fontes renováveis de energia participante na matriz de energia elétrica, foram evitadas as emissões de 115 milhões de toneladas de CO₂ e se não fosse por conta dessa mudança da potência instalada, dificilmente alcançariam os objetivos do protocolo de Kyoto.

No contexto brasileiro, a emissão de CO₂ não é uma motivação central, uma vez que a principal fonte de geração de energia elétrica é através da hidroeletricidade que emite quantidades reduzidas de gases de efeito estufa. De acordo com Ackermann, Andersson et Söder (2001), são emitidos entre 7 e 8 toneladas de CO₂/ GWh nas hidroelétricas, quando nas usinas termelétricas à carvão mineral 830 a 920 toneladas de CO₂/ GWh.

Mais recentemente, tem sido recorrente a dificuldade de aprovação de novos projetos de geração por conta de impactos ambientais e sociais causadas por essas usinas convencionais. De acordo com Rodrigues, Fernández y Fernández e Bueno (2006), no Brasil, dos 35 GW médios de geração máxima prevista para entrar em operação até o ano de 2010, 81% apresentam algum tipo de restrição, onde 28,2 GW médios (62%) sofrem restrições graves, enquanto 38% sofrem restrições leves.

Ainda segundo Rodrigues, Fernández y Fernández e Bueno (2006), com base nos empreendimentos sem restrições, verificam-se que a expansão entre 2006 e 2010 deverá ser na ordem de 1,4 GW por ano, diferentemente dos 3,7 GW anuais implantados no período de 2000 a 2005. A queda na expansão reflete a preocupação por parte dos investidores, quanto aos riscos associados tanto pela demora na implantação do atual modelo do setor elétrico quanto pelo próprio ambiente de incertezas.

No contexto da geração através das hidrelétricas, além dos possíveis impactos relacionados ao deslocamento das comunidades ribeirinhas, alagamento de áreas férteis, mudanças das culturas locais e mudanças da biodiversidade do entorno dos projetos, também será necessário considerar a dificuldade do aproveitamento dos potenciais remanescentes.

Isso porque, é de conhecimento que os potenciais ainda não explorados, em sua grande maioria, não possuem a mesma vantagem geográfica em relação àqueles já explorados, uma vez que parte do potencial hídrico não explorado está localizada em regiões de planícies, implicando em pouco potencial ou em grandes áreas alagadas.

Nesse cenário, os SFCR como GD se mostram como boa alternativa para a expansão da matriz elétrica brasileira, pois com a instalação desses sistemas não há mudanças ou

interferências em características do meio ambiente, pois aproveitam ambientes construídos e não são poluentes durante a geração de energia elétrica.

Mas para que seja possível a integração desses sistemas no setor elétrico brasileiro, se faz necessário à adoção de mecanismos de incentivo que viabilizem financeiramente a compra desses sistemas, assim como tem ocorrido na Alemanha, Espanha, Japão, Estados Unidos entre outros.

Tais mecanismos buscam garantir o pagamento de uma tarifa prêmio por um período determinado de tempo em que o produtor/ investidor possa obter o retorno financeiro do investimento inicial em um período menor que o da vida útil de tais sistemas. Além disso, grande parte dos mecanismos de incentivo aos SFCR implantados em diversos países, incentivam à potência instalada através de subsídios à compra desses sistemas, isso porque, os custos dos sistemas instalados tendem a ser elevados e assim, dificultar a disseminação de tais sistemas.

1.2 Motivação

No contexto do aumento da demanda por energia elétrica verificada nos últimos anos no país, principalmente em centros urbanos, e a busca pela diversificação da matriz energética que possam contribuir no aumento da oferta de tal suprimento, surgem novas opções de geração de energia ao setor elétrico, como os aerogeradores, as pequenas centrais hidrelétricas, o aproveitamento da biomassa e os sistemas fotovoltaicos conectados à rede.

Das tecnologias acima destacadas, a tecnologia fotovoltaica é a menos experimentada em solo brasileiro, pois não possuem significativa potência instalada no sistema elétrico brasileiro, por apresentar custos elevados quando comparados às outras fontes, principalmente, quando tomado como referência os custos com a produção de energia elétrica através das usinas convencionais, como é possível verificar na tabela 1.1.

Tabela 1.1: Preço da geração de energia elétrica por diversas fontes e as perspectivas de redução de custos.

Preço da geração elétrica (€ cents/ kWh)	2005	2030	2040
Combustíveis Fósseis (carvão, gás)	4 – 4,5	6 – 7	6,5 – 9
Nuclear	4 – 6	3,5 – 7	3,6 – 6
Eólica	9 – 7,5	6 – 5	3 – 4
Solar Térmica	17	6	3
Solar Fotovoltaica	20 – 40	5 – 10	3 – 6

Fontes: Salamoni, 2009.

De acordo com Salamoni (2009), no Brasil, com as elevadas tarifas de energia elétrica convencional, o preço da energia gerada através de sistemas fotovoltaicos permite apenas competir com a geração convencional em áreas com picos de demandas diurnas e, em alguns casos, no suprimento de áreas remotas.

Fora do contexto brasileiro a tecnologia solar fotovoltaica, mais precisamente, os Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica - SFCR, tem experimentado crescimento significativo em termos de potência instalada e tem verificado respectivas diminuições de custos, isso porque, desde o final do século 20, mais precisamente final da década de 80, diversos países adotaram políticas energéticas que incentivaram a disseminação de tais sistemas.

O que se percebe ao longo dos anos, desde a aplicação dos primeiros sistemas até o presente momento, é que com a disseminação desses sistemas, o amadurecimento da tecnologia e o crescimento das indústrias, a tecnologia solar fotovoltaica tem alcançado decréscimos em seus custos. Além da redução de custo ocorrida e da projetada, para os próximos anos, o que poderá tornar competitiva o uso dos SFCR, em médio prazo, será o aumento das tarifas de energia elétrica à base de fontes convencionais.

De acordo com IEA (2009a), o recente crescimento do número de SFCR instalados em países como Alemanha, Espanha, Itália, Coréia do Sul, entre outros, tem ocorrido principalmente através de sistemas menores considerados como geradores distribuídos, pois tais sistemas aproveitam ambientes construídos de edificações como prédios comerciais, prédios públicos, residências, galpões, cobertura de estacionamentos, aeroportos, escolas, bem como podem ser aplicados às fachadas de tais edificações contribuindo com a integração arquitetônica, além disso, a geração de energia elétrica é próxima aos centros de consumos, evitando assim a utilização das linhas de transmissão.

No contexto brasileiro, os SFCR como geradores distribuídos tornam-se interessantes, uma vez que o território brasileiro possui índices elevados do recurso primário, particularmente quando comparado ao índice do país que mais investe na tecnologia fotovoltaica, a Alemanha. Outra vantagem apresentada através do uso desses sistemas é o aproveitamento do ambiente construído, onde não se faz necessário à delimitação de áreas exclusivas a esses sistemas.

Além disso, outro ponto importante, é a proximidade com o centro de carga, não sendo necessário o uso das linhas de transmissão, como ocorre com o modelo tradicional de planejamento energético brasileiro. Nesse sentido, à medida que a energia fotogerada é

injetada na rede de distribuição de centros urbanos, contribuindo com a oferta do recurso e diminuindo o consumo da energia proveniente de usinas centralizadas (muitas vezes distantes do centro consumidor) evitam-se perdas por efeito Joule, contribuindo assim com o armazenamento da principal fonte primária brasileira para a produção de energia elétrica ao diminuir o consumo dos reservatórios.

Outro aspecto que motiva a presente dissertação, é que ao estimular a instalação de tais sistemas através de subsídios financeiros, como ocorreu na Alemanha, Espanha, Japão e Estados Unidos, tornar-se-á possível a dinamização de uma nova economia ao se estabelecer indústrias e mercados fotovoltaicos, garantindo a criação de novos postos de trabalho, o recolhimento de impostos, e também, estimulando os institutos de ensino e pesquisa (Universidades e Escolas Técnicas) à formação de novos profissionais que contribuam com conhecimento científico e tecnológico.

1.3 Delimitação do Problema

Pretende-se com este trabalho obter a resposta para o seguinte questionamento: Qual modelo de Mecanismo de Incentivo para a implementação de Sistemas Fotovoltaicos como Geradores Distribuídos é mais indicado para a promoção destes sistemas no leque de tecnologias de geração de energia elétrica no país.

1.4 Objetivos

A partir da Delimitação do Problema, foram elaborados os Objetivos Gerais e Específicos, abaixo apresentados:

1.4.1 Objetivo Geral

Avaliar qual modelo de Mecanismo de Incentivo é o mais adequado à promoção de SFCR como GD, visando o aumento da potência fotovoltaica instalada.

1.4.2 Objetivos Específicos

- i. Identificar as barreiras impostas aos Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica como Geradores Distribuídos e as ferramentas necessárias para superá-las;
- ii. Apresentar os custos da geração de energia elétrica através de SFCR;

- iii. Identificar as diferenças entre os mecanismos de incentivo aplicado às fontes de energia renovável, mais precisamente aos SFCR como GD;
- iv. Verificar a legislação brasileira quanto à promoção dos Sistemas Fotovoltaicos, mais precisamente aos SFCR como GD;
- v. Elaborar cenários de mecanismos de incentivo específicos aos SFCR como GD aplicados no setor elétrico brasileiro à luz de modelos internacionais.
- vi. Verificar através dos resultados obtidos nos cenários elaborados qual a contribuição na oferta de energia elétrica ao longo dos anos de vigência dos incentivos.

1.5 Metodologia

Os capítulos iniciais, de 2 a 4, apresentarão uma revisão bibliográfica sobre a Geração Distribuída, os Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica e os Mecanismos de Incentivo. Buscar-se-á em tais capítulos o embasamento teórico necessário para obter respostas frente ao problema delimitado à essa dissertação.

No capítulo 2, serão apresentadas as barreiras e potencialidades da Geração Distribuída em setores elétricos onde esse modelo de planejamento setor elétrico brasileiro, principalmente ao conhecer a legislação existente do setor referente ao uso desse modelo de Geração. Será necessário conhecer o estado da arte, no que tange às tecnologias disponíveis a esse modelo de geração de eletricidade, assim como os aspectos técnicos da interconexão desses sistemas.

O capítulo 3 apresentará os Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica – SFCR, destacando aspectos de seu funcionamento na rede elétrica, diferenciando as topologias possíveis. Serão apresentados os benefícios que esses sistemas apresentam, mas também as barreiras sofridas para sua inserção.

O quarto capítulo levantará aspectos relacionados aos mecanismos de incentivo existentes para a promoção de SFCR, dando ênfase ao modelo alemão apresentado através da Lei das Fontes Renováveis (em inglês, Renewable Energy Sources Act).

No quinto capítulo são apresentados cenários de incentivo a essa tecnologia, sendo baseado no referencial encontrado e apresentados nos capítulos anteriores, mas considerando particularidades do setor elétrico, mais precisamente no que se refere à utilização de encargos setoriais já existentes e que compõem a tarifa de energia elétrica. Após a criação de cenários

de mecanismos de incentivos, serão comparados os resultados encontrados, buscando obter as respostas frente à delimitação do problema.

CAPÍTULO 2 – GERAÇÃO DISTRIBUÍDA DE ENERGIA ELÉTRICA

2.1 Introdução

Atualmente no Brasil, 94,6% da Oferta Interna de Energia Elétrica - OIE é proveniente das usinas de geração centralizadas, sendo que 80% correspondem as Centrais Hidrelétricas e 14,6% por Centrais Termoelétricas (Gás Natural: 6,6%; Derivados de Petróleo: 3,3%; Nuclear: 3,1%; Carvão e Derivados: 1,6%). (BRASIL, 2009).

Nosso sistema elétrico é em grande parte interligado, formado por extensas linhas de transmissão para entrega da eletricidade até os centros de consumo. Nesse modelo, já são conhecidas as existências de perdas por efeito Joule, além dos custos operacionais na instalação e manutenção. Outro ponto amplamente discutido, é que levar tais linhas de transmissão e distribuição em regiões de baixo consumo, não torna economicamente interessante às empresas de energia elétrica, dificultando assim, a sua universalização¹.

O aumento na demanda por eletricidade requer maior despacho de energia elétrica. Em locais com o sistema de distribuição no limite, se faz necessária à expansão das linhas, ou ainda, a criação de novas plantas de geração. Outras discussões a respeito da fonte majoritária brasileira de geração são os impactos ambientais e sociais decorrentes da construção das barragens, como o alagamento de grandes áreas ribeirinhas geralmente férteis e já usadas para o plantio, retirada de comunidades do entorno e a mudança da biodiversidade do local.

Nesse contexto, a Geração Distribuída (GD) torna-se interessante ao gerar energia próxima ao centro de carga, diminuindo custos na Distribuição e eliminando os custos com a Transmissão. Ao considerar essa forma de se planejar, haverá o aumento na confiabilidade do sistema elétrico, devido a participação de outras fontes de geração e, consequentemente, o aumento do *mix* de tecnologias na matriz elétrica, além de evitar problemas de ordem social e ambiental.

De acordo com Fiedler e Udaeta (2006), se percebe uma necessidade atual no Brasil em expandir e diversificar o parque gerador, isso porque, há certa dificuldade em se obter investimentos para a implantação de grandes centrais geradoras, por conta dos impactos ambientais e sociais que causam, inviabilizando tais empreendimentos. Portanto, a GD aparece como possibilidade à ampliação do parque gerador, bem como, contribuirá para a diminuição dos impactos e perdas.

¹ É o termo utilizado para a disseminação do serviço de energia elétrica por todos os domicílios do país, principalmente por aqueles localizados em comunidades rurais e/ou isoladas.

Nesses últimos anos, a discussão sobre vantagens e desvantagens apresentadas pela GD vem crescendo. Muito provavelmente, tal ocorrência explica-se pelo que foi destacado por Cervantes Rodríguez (2002), pois segundo o autor, as inovações tecnológicas no setor elétrico e a liberação dos mercados (criando um ambiente competitivo e livre), que impulsionou a disseminação das tecnologias de GD.

Cabe ressaltar que a liberação do mercado, criou os agentes auto-produtores e produtores independentes, sendo que esse último pode vender ou não os excedentes de energia para a rede.

Nesse capítulo serão abordadas definições de GD, bem como as características técnicas, as tecnologias envolvidas, as contribuições para o setor elétrico, as vantagens e as barreiras impostas esse modelo de planejamento.

2.2 Definição

Na literatura é possível encontrar um número razoavelmente grande de definições para a GD. Percebe-se que essas definições convergem em determinados pontos, porém diferenciam-se em alguns aspectos, como quanto às tecnologias utilizadas ou em relação à potência instalada.

O Departamento de Energia dos Estados Unidos, no ano de 2000, considerou as plantas de GD como sendo pequenas (de kW à MW), modulares, que auxiliam no suprimento da demanda e que pode ser localizado próximo ou no local do consumo. Podem ser sistemas de geração ou ainda, utilizados como sistemas de emergência (*back-up*).

Há ainda, nas mais variadas definições encontradas, os que definem a tecnologia de GD de acordo com a potência instalada ou a tecnologia utilizada.

Segundo Ackermann, Andersson et Söder (2001), algumas definições variam de acordo com as regulações de cada governo, como os autores observaram, nos mercados da Inglaterra e do país de Gales. Nesses países as usinas com potência menor que 100 MW são consideradas distribuídas.

No mercado Sueco, a capacidade máxima considerada para GD é de 1.500 kW. Mas há certa diferenciação quanto às tecnologias, como por exemplo: se uma determinada fazenda possuir 100 aerogeradores (cada um com potência máxima de 1500 kW), essa planta de geração é considerada distribuída. Porém, o mesmo não ocorre se for numa planta de geração hidroelétrica (Ackermann, Andersson et Söder, 2001).

Para Ackermann (1999), o aspecto da planta de GD designada em cada regulação é considerado como irrelevante, pois o porte da unidade a interconectar na rede depende da capacidade do sistema de distribuição, cujo *layout* é muito específico a uma determinada região, portanto não é possível definir, de maneira geral, o máximo de capacidade a ser interconectada.

Há três pontos definidos por Cervantes Rodríguez (2002), quanto aos aspectos comuns da GD e que serão levados em conta nesse trabalho, que são eles:

- i. A GD como recurso flexível e modular para a geração de energia elétrica ao compararmos com os sistemas centralizados e grandes linhas de transmissão;
- ii. O modo de operação sugere que a GD não esteja associada às complexidades das operações convencionais, como o planejamento e efetivamente o próprio despacho, além do *pool pricing* (preços determinados através das licitações da venda de lotes de geração, que determina quais unidades estarão disponíveis para produzir);
- iii. A unidade de geração é interconectada na rede de baixa tensão do sistema de distribuição local, possibilitando a participação de um número maior de agentes, como os consumidores residenciais e comerciais, que podem investir em equipamentos para sua auto-suficiência e mesmo para vender energia à rede elétrica;

2.3 Tecnologias na Geração Distribuída

Ao discutir a possibilidade de introduzir a GD no setor elétrico, é necessário considerar quais as tecnologias de geração se encaixam nesse perfil. Para tanto, busca-se as tecnologias disponíveis no mercado e tecnicamente conhecidas que possam se enquadrar, ao menos, nos três pontos em comum apresentados no item anterior.

Nos últimos anos, novas tecnologias vem sendo consideradas para o uso na GD. Entretanto, cada governo prioriza as que melhor se enquadram no planejamento de seu setor elétrico, à sua indústria de equipamentos ou às suas necessidades energéticas específicas.

De acordo com El-Khattam e Salama (2004), pode-se classificar os tipos e as tecnologias das fontes de GD em: Geradores Tradicionais (Motores de Combustão) e Geradores Não-Tradicionais.

Os geradores tradicionais têm como a principal tecnologia, as micro-turbinas (motores de combustão) a gás natural, que operam em ciclos simples, combinado ou recuperado, embora sejam utilizados outros combustíveis, como exemplo o biogás. Os geradores não-tradicionais são classificados em 3 tipos:

- i. Tecnologias eletroquímicas (Células a Combustível);
- ii. Tecnologias de armazenamento (Baterias e Flywheels);
- iii. Tecnologias renováveis (Sistemas Fotovoltaicos e Aerogeradores). Dentre as tecnologias renováveis, cabe inserir as pequenas centrais hidroelétricas (pch's), como opção à GD;

Não é o escopo desse trabalho discutir exaustivamente todas as tecnologias acima descritas, entretanto, a tabela 2.1 apresenta algumas informações relevantes referente às principais fontes/ tecnologias.

Tabela 2.1: Informações e dados sobre algumas tecnologias utilizadas na GD.

Tecnologia	Informações Gerais	Combustível	Potência
Micro Turbinas		Gás Natural, Biogás, outros	35 kW – 1 MW
Células a Combustível	MCFC Membrana de troca de prótons Óxido Sólido	Metanol Hidrogênio/Gás Natural	250 kW – 2 MW 1 kW – 250 kW 250 kW – 5 MW
Painéis Fotovoltaicos	Sem aproveitamento térmico	Sol	20 W - 100 kW
Eólica	Aerogeradores em terra	Vento	200 W - 3 MW
PCH's		Regime Hidrológico	1MW - 100 MW

Fontes: Adaptado e traduzido de Ackermann (2001); El-Khattam et Salama (2004).

A tabela 2.1 demonstra as tecnologias e as respectivas faixas de potência. A tecnologia que possui maior capacidade de instalar potências maiores são as pequenas centrais hidroelétricas (pch's), entretanto, tanto as turbinas eólicas quanto os painéis fotovoltaicos, possibilitam somar arranjos, devido a sua modularidade. Nesse contexto, tornam-se possível obter uma potência instalada igual ou superior as pch's, além disso, em muitos países, uma fonte com potência de 100 MW não é considerada como geração distribuída, então dependendo da regulação vigente as pequenas centrais hidroelétricas podem não satisfazer a GD.

Nesse item, coube apresentar as principais tecnologias aplicadas na GD, assim como a faixa de potência e os combustíveis que utilizam. Não foram dadas ênfases em nenhuma

delas, pois será reservado um item em específico que detalhará o uso dos sistemas fotovoltaicos como opção para a GD, sendo o uso dessa tecnologia parte do escopo deste trabalho.

2.4 Benefícios da Geração Distribuída

Ao considerar a GD, questionam-se os possíveis benefícios que esse modelo de geração oferece, isso porque, há ainda certa resistência por parte do setor elétrico em considerá-la como uma opção real para a expansão do sistema elétrico brasileiro.

Entretanto, nesses últimos anos, percebe-se um crescente aumento em publicações que destacam os benefícios da GD em relação à geração convencional centralizada e a necessidade de encontrar formas de superar as barreiras encontradas durante a inserção da GD.

Para Cervantes Rodríguez (2002), os benefícios podem ser classificados tanto pelo lado do consumidor, como do setor elétrico ou ainda pela sociedade. A GD pode tornar interessante a investidores, pois seu sistema elétrico não pode tolerar variações de frequência / tensão, bem como interrupções no abastecimento.

Para a concessionária, pode tornar-se interessante ao possibilitar a redução de custos, devido à diminuição, ou mesmo eliminação, das perdas nas linhas de transmissão e distribuição. Além disso, destaca-se o que foi apresentado por Hoff, Wenger e Farmer (1996), quanto à maior estabilidade da tensão elétrica e adiamento de investimentos em novas subestações de transformação.

O aumento na diversidade de tecnologia de geração, bem como a redução de impactos ambientais (principalmente ao utilizar fontes renováveis), são dois benefícios também atribuídos à sociedade.

Conforme Fiedler e Udaeta (2006), a sociedade começa a questionar os impactos causados pela Geração Centralizada, estando em desacordo com as grandes emissões de gás carbônico (CO_2) promovido pelas Termoelétricas, os grandes lagos proporcionados pelas Hidroelétricas e as extensas linhas de transmissão (ainda mais quando se estão próximas aos centros urbanos).

Em relação às grandes usinas hidrelétricas, as emissões de gases de efeito estufa são baixas, talvez por isso, não haja no Brasil preocupações exarcebadas decorrentes de grandes índices de emissão a partir das plantas de geração de eletricidade. Nesse contexto, tal

informação pode ser considerada como uma possível barreira à inserção de tecnologias renováveis como opção à geração descentralizada aqui no Brasil.

Dentre as tecnologias de GD, as micro-turbinas a gás natural são consideradas limpas, devido os baixos índices de emissão de gases de efeito estufa, pois emitem menos que 1/4 de emissões de SO₂, menos que 1/100 de NO_x e 40% a menos de CO₂ em relação as termoelétricas à carvão (BORBELY e KREIDER, 2001).

Em relação aos aspectos técnicos e de planejamento energético, para Shayani, a GD pode diminuir a complexidade em relação ao planejamento de despacho e ajustar-se melhor a taxas variáveis de crescimento da demanda com unidades de menor capacidade. Pode também auxiliar a redução de risco associado a erros de planejamento que podem resultar em sobre capacidade, além da possibilidade de proporcionar flexibilidade a oscilações de preços ao sistema elétrico.

A GD pode contribuir sob alguns pontos econômicos, para El-Khattam e Salama (2004), as regulações aplicadas à GD podem ser de grande importância aos geradores independentes e as empresas de transmissão de um determinado local.

Porém, os benefícios econômicos são pouco difundidos na literatura, muito provavelmente pela falta de dados fidedignos a esse respeito. O que se prevê, por exemplo, está na postergação de investimentos em linhas de transmissão e redes de distribuição pelo lado das concessionárias, isso porque, a inserção de plantas de GD em centros urbanos, poderá contribuir com a diminuição no despacho das usinas centralizadas.

Quanto ao produtor, poderá usufruir, dos benefícios econômicos uma vez que haja incentivos financeiros à GD, quer seja na aquisição da tecnologia ou na venda da energia produzida, entretanto, se faz necessário a criação e adoção de políticas de incentivo.

A dificuldade em precisar quais os benefícios gerados pela GD está fortemente ligada às tecnologias utilizadas (características inerentes a cada uma), além de outras variáveis, como o poder de integração do projeto no entorno, as emissões de gases de efeito estufa, além da relação entre as concessionárias e a utilização de novas tecnologias (principalmente a imposição de barreiras por falta de pessoas habilitadas e com conhecimento técnico das tecnologias distribuídas).

De acordo com Cardoso (2009), o desenvolvimento da Geração Distribuída deve buscar benefícios como reduzir a dependência de uma única fonte de energia, melhorar o aproveitamento de recursos naturais distribuídos e aumentar a participação de fontes limpas na matriz energética.

2.5 Barreiras à implantação da Geração Distribuída

Por muito tempo, tanto no Brasil quanto em grande parte do Mundo, o principal modelo de geração de eletricidade foram as usinas centralizadas. Nesse contexto, as legislações, medidas regulatórias, bem como o desenvolvimento da tecnologia (desenvolvimento e produção de equipamentos mais eficientes), priorizou esse modo de geração.

Nesses últimos anos o interesse pela GD vem aumentando em diversos setores elétricos, assim ao propor esse modelo de geração, foram surgindo barreiras que oferecem dificuldades na superação, conforme citado abaixo:

Do ponto de vista técnico, várias tecnologias ainda estão em desenvolvimento e, por conseguinte, não estão sendo comercializadas e/ou ainda não apresentam um bom nível de confiabilidade. Sob o aspecto econômico, o estágio prematuro de várias tecnologias implica elevados custos iniciais, limitando sua viabilidade. Para contornar as barreiras técnicas e econômicas, os fabricantes têm trabalhado no desenvolvimento de sistemas mais eficientes e têm apostado na padronização, além de contar com o apoio de políticas de fomento que garantam a formação de mercados de dimensões mínimas e a remuneração por tarifas diferenciadas. (CERVANTES RODRIGUEZ, 2002, p.20).

De acordo com o Laboratório Nacional de Energias Renováveis dos Estados Unidos (NREL) na publicação “*Making Connections – Case Studies of Interconnection Barriers and their Impact on Distributed Power Projects*” elaborado em 2000, as barreiras foram classificadas quanto aos aspectos técnicos, as práticas de negociação e barreiras regulatórias, após levantamento (estudos de caso) com pouco mais de 60 projetos de GD.

As barreiras técnicas consistem principalmente nas exigências quanto à compatibilidade dos equipamentos, principalmente aos equipamentos de proteção, no que se refere à qualidade da energia, bem como as medidas de segurança que devem ser adotadas (NREL, 2000).

Ainda na publicação acima descrita, em relação às barreiras de práticas de negociação, consideram-nas as exigências contratuais e processuais para interconexão, assim como a falta de profissionais com experiência em GD nas empresas concessionárias. As barreiras ficam mais evidentes principalmente em projetos menores (de baixa potência).

As barreiras relatadas pelo NREL (2000) estão relacionadas aos projetos de GD existentes nos Estados Unidos, porém cabe ressaltar que essas barreiras não foram

encontradas em todos os projetos, mas sim em grande parte deles. Com o intuito de superação das barreiras, elaboraram um plano com 10 ações, conforme segue:

a) Redução de Barreiras Técnicas:

- * Adotar padrões técnicos para a interconexão da fonte distribuída na rede;
- * Adotar procedimentos de certificação e testes para os equipamentos usados em GD;
- * Acelerar o desenvolvimento da tecnologia de controle e proteção dos sistemas de GD;

b) Redução de Barreiras das Práticas de Negociação:

- * Adotar práticas comerciais para análise de tecnologias necessárias para interconexão;
- * Estabelecer termos padrão para acordos de interconexão;
- * Desenvolver instrumentos para as concessionárias para avaliar o valor e o impacto das fontes de GD em qualquer ponto da rede;

c) Redução de Barreiras Regulatórias:

- * Desenvolver novos princípios reguladores compatíveis com o funcionamento do setor elétrico;
- * Adotar tarifas regulatórias e ações de incentivos às empresas concessionárias, para ajustar os novos modelos de GD;
- * Estabelecer processos ágeis para os pedidos de projetos de GD;
- * Definir as condições necessárias para a correta interconexão;

Em resumo, as ações de redução das barreiras tratam-se de adaptações do setor elétrico que consideram essa forma de geração antes inexistente. Nesse contexto, tais adaptações no setor dever-se-ão ocorrer ao longo dos próximos anos, superando futuras barreiras que provavelmente surgirão, assim como ocorreram em diversos setores.

A mudança na forma de se planejar o setor elétrico dependerá de políticas definidas pelo(s) Ministério(s) que controla(m) e fiscaliza(m) as ações do órgão regulador. No setor brasileiro, o Ministério de Minas e Energia (MME) juntamente com o Conselho de Políticas Energéticas (CNPE) tem tal responsabilidade.

Segundo Lora e Haddad (2006), a presença do governo como investidor é considerada relevante podendo ser favorável ou inibidora, construindo as oportunidades ou barreiras a tecnologia. A intervenção governamental torna-se favorável através da criação de legislações de incentivo, de criação de subsídios, de estabelecimento de regras de financiamento, de tributos ou ainda nos aspectos regulamentares.

Percebe-se que, tanto nos Estados Unidos quanto no Brasil, as barreiras mais comuns estão relacionadas a questões técnicas e de regulação (principalmente pela falta de legislações). Nesses últimos anos, por conta da reestruturação dos mercados elétricos, a inserção desse modo de operação dentro do setor elétrico vem sendo reavaliada e introduzida através de novos marcos regulatórios e programas de incentivo.

2.6 Aspectos técnicos da interconexão

No contexto técnico, cabe apresentar três classificações dadas às unidades de geração distribuídas, quanto ao nível de potência, conforme apresentado por Lora e Haddad (2006):

- i. Geração Doméstica: Sistemas de geração com potências iguais ou inferiores a 10kW. São conectadas à rede de distribuição secundária. Quase sempre, toda energia gerada é consumida localmente, sendo tipicamente instalada em estabelecimentos domésticos e comerciais.
- ii. Microgeração: Composta de sistemas com potências maiores que 10 kW e menores ou iguais a 100 kW, podendo ser tanto conectada na rede secundária como na primária, dependendo dos resultados obtidos nos estudos/ projetos desses sistemas.
- iii. Minigeração: Sistemas de geração com potências superiores a 100 kW e igual ou inferior a 1 MW. A conexão deve ser feita em rede primária, pois trata de gerações com a mesma ordem de grandeza da demanda em alimentadores importantes.

Alguns estudos são necessários para análise técnica do sistema de geração para solicitação à concessionária, com o intuito de que tal sistema venha garantir bom funcionamento à rede, evitando alguns impactos técnicos.

Um dos critérios é a análise da Corrente de Curto-Circuito que é indispensável, pois através dele definem-se as características elétricas de todos os equipamentos da instalação, sendo necessário definir todos os níveis de curto-círcito trifásico, bifásico a terra e monofásico a terra. A concessionária deve oferecer ao empreendedor desse sistema, todos os níveis de curto-círcito monofásico e trifásico nos pontos mais próximos a instalação, bem como informações de impedâncias e distâncias do alimentador até o ponto de interconexão (LORA e HADDAD, 2006).

Segundo Lora e Haddad (2006), outro critério, é o estudo do fluxo de potência que deve ocorrer essencialmente com antecedência no projeto para verificação da adequação do equipamento existente no sistema e do novo equipamento a ser interligado. A finalidade desse estudo é assegurar que a interligação e o sistema de distribuição operem de maneira satisfatória, identificando qualquer área em que haja um problema de capacidade da linha ou na regulação de tensão.

Estudos sobre proteção dos sistemas são necessários para garantir uma operação normalizada, nesse sentido, sistemas de proteção desempenham um papel fundamental na GD. Para Lora e Haddad (2006), um sistema de proteção deve ter as seguintes características: sensibilidade, que é a capacidade de detectar pequenas grandezas de defeito ou anormalidade; confiabilidade, pois sempre que solicitado o equipamento de proteção deve estar operante; velocidade na tomada de decisão no menor espaço de tempo após sua atuação; seletividade, sendo a capacidade de discernimento entre regiões faltosas e sadias, sem que interfira em zonas de proteção que não estejam sob sua responsabilidade.

Um aspecto importante relacionado ao sistema de proteção é o ilhamento. Este fenômeno ocorre quando uma ou mais unidades de GD na rede de distribuição permanece em operação, alimentando uma determinada região, havendo interrupção do funcionamento do sistema por algum motivo. Por um lado, isso é útil para se manter cargas prioritárias alimentadas. Por outro, se o sistema em questão não for desconectado do restante da rede, pode-se por em risco a segurança de técnicos que trabalham nas redes de energia elétrica ou até a segurança pública.

Os critérios técnicos para a realização da interconexão requerem estudos mais aprofundados referente à interação do sistema de geração com a rede em que ficará interconectado. Como não faz parte do escopo do trabalho a discussão exaustiva de aspectos técnicos de interconexão, para o aprofundamento no tema, recomenda-se a leitura de Cardoso (2009).

2.7 Legislações e programas de incentivo destinados à GD no Brasil

Com o surgimento de proposições relacionadas à integração de geradores distribuídos na rede elétrica, começaram a surgir legislações referindo-se à GD. Na Tabela 2.2 é apresentado um quadro geral do levantamento da legislação vigente realizado por Cardoso (2009).

Tabela 2.2: Quadro geral com a legislação vigente referente à GD.

Legislação	Escopo
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.
Resolução Normativa nº 21, de 21 de janeiro de 2000.	Definição de cogeração e estabelece os requisitos necessários à qualificação de centrais cogeradoras de energia.
Resolução Normativa nº 235, de 14 de novembro de 2006	Define cogeração como o processo de operação de uma instalação específica, denominada central termelétrica cogeradora para a produção combinada de energia térmica e mecânica e estabelece requisitos para o reconhecimento da qualificação de centrais termelétricas cogeradoras
Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002.	Esta Lei criou o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA)
Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004.	A Geração Distribuída é reconhecida na legislação brasileira, recebendo conceituação e forma de contratação da energia elétrica produzida por este tipo de empreendimento,
Resolução Normativa nº 77, de 18 de agosto de 2004	Estabelece procedimentos vinculados à redução de tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição [...] destinados à produção independente ou autoprodução.
Resolução Normativa nº 167, de 10 de outubro de 2005	Estabelece condições para comercialização de energia proveniente de GD.
Resolução Normativa nº 228, de 25 de julho de 2006.	Estabelece requisitos para a certificação de centrais geradoras termelétricas como Geração Distribuída para comercialização de energia produzida no Ambiente de Contratação Regulada.
Resolução Normativa nº 247, de 21 de dezembro de 2006.	Trata da comercialização de energia proveniente de empreendimentos de geração que utilizem fontes incentivadas.
Portaria nº 36, de 26 de novembro de 2008.	Criou o Grupo de Trabalho de Geração Distribuída com Sistemas Fotovoltaicos (GT- GDSF).
Resolução Normativa nº 345, de 16 de dezembro de 2008.	Aprova os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional, que por sua vez trata de questões técnicas referentes tanto aos consumidores quanto às unidades produtoras de energia, acessantes do sistema de distribuição.
Resolução Normativa nº 349, de 13 de janeiro de 2009	Apresenta Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição aplicável às Centrais Geradoras (TUSDg), sendo estas conectadas no nível de tensão de 138 kV ou 88 kV.

Fonte: Cardoso, 2009.

Na tabela 2.2 é possível constatar que desde o final da década de noventa do século passado, tem-se intensificado o número de legislações relacionado à Geração Distribuída.

De acordo com Cardoso (2009), é possível perceber a necessidade em estabelecer regras para que a instalação de geradores distribuídos à rede para fornecimento de energia elétrica se dê forma eficiente e confiável.

No contexto de incentivo à GD, de acordo com a Eletrobrás, o Ministério de Minas e Energia coordenou a criação de um programa de incentivo às Fontes Alternativas de Energia, chamado PROINFA, criado em 26 de Abril de 2002 pela lei nº 10.438. Nesse programa, é estabelecida a contratação de 3.300 MW de energia no Sistema Interligado Nacional, sendo produzidos a partir de fontes eólicas, pequenas centrais hidroelétricas e de biomassa, oriundos 1.100 MW de cada tecnologia. Cabe aqui dizer, que a energia gerada será adquirida pelas Centrais Elétricas Brasileiras S.A (Eletrobrás), sendo que o contrato com os geradores terão uma duração de 20 anos.

Através da lei nº 10.762, de 11 de Novembro de 2003, o PROINFA foi revisado, com o intuito de assegurar uma participação maior em número de estados, incentivo à indústria brasileira e a exclusão dos consumidores de baixa renda do pagamento do rateio da energia nova.

O programa terá o suporte do BNDES, através de linhas de créditos de até 70% do investimento, excluindo apenas bens e serviços importados e a aquisição de terrenos. Quanto ao papel da Eletrobrás no contrato de compra de energia de longo prazo, assegurará uma receita mínima, ao empreendedor, de 70% da energia contratada durante o período de financiamento e proteção integral quanto aos riscos de exposição do mercado de curto prazo.

Em relação à criação de empregos, estima-se uma geração de 150.000 novos empregos durante a construção e a operação dos empreendimentos. O setor privado prevê investimentos na ordem de R\$ 8,6 bilhões. Isso porque, a lei nº 10.762 exige um índice mínimo de nacionalização de 60% do custo total da construção dos projetos. Nesse sentido, a indústria de equipamentos de geração de energia será beneficiada, assim prevê-se um crescimento na produção e na obtenção de novas tecnologias.

De acordo com a Eletrobrás (2008), a previsão foi que até Dezembro de 2007, 144 projetos deveriam ser colocados em operação, totalizando aproximadamente 3.299,40 MW de potência instalada. A energia produzida pelas usinas contempladas pelo PROINFA, que correspondem aproximadamente 12 TWh/ ano (3,6% do consumo total anual do país), será adquirida pela Eletrobrás por 20 anos. Dos 3.299,40 MW contratados, 1.191,24 MW provêm de 63 pch's; 1.422,92 MW são de 54 usinas eólicas e 685,24 MW de 27 usinas de biomassa.

De acordo com Lora e Haddad (2006), esse programa deverá contemplar a ampliação das fontes renováveis até que atinjam um total da capacidade instalada que atenda a 10% do consumo anual do país, objetivo esse a ser contemplado em até 20 anos. Para os autores, essa meta de produção de energia elétrica de fontes renováveis e distribuídas em empreendimentos

de pequeno porte soa ambiciosa, mesmo sabendo que é uma das estratégias do governo brasileiro em suas ações de combate à emissão de gases de efeito estufa.

O MME definiu as metas do programa, quanto ao lado social, tecnológico, estratégias do setor, benefícios ambientais e do lado econômico. A meta social é a geração de 150 mil postos de trabalhos (diretos e indiretos) durante a construção e operação; pelo lado tecnológico, o investimento de R\$ 4 bilhões na indústria nacional de equipamentos e materiais; pelo lado estratégico é a complementaridade energética sazonal entre os regimes hidrológicos/ eólicos no Nordeste e hidrológicos/ biomassa no Sul e Sudeste (a cada 100 MW médios produzidos pelos parques eólicos, são economizados 40 m³/s de água na cascata do rio São Francisco).

Portanto, o programa coordenado pelo MME tem como metas, alguns benefícios associados ao setor elétrico, economia e a sociedade. Percebe-se exclusividade em três tecnologias renováveis, muito provavelmente pela estrutura da indústria de equipamentos existente, uma vez que a tecnologia para as pch's já é uma realidade em nosso mercado, assim como para o aproveitamento de biomassa em usinas com co-geração e o mercado crescente, embora ainda pequeno, de tecnologia eólica. A opção pelas tecnologias citadas é coerente, uma vez que o programa exige o mínimo de 60% da nacionalização dos projetos.

Em outros países, os programas de incentivo e as legislações do setor elétrico englobam outras tecnologias renováveis, como os sistemas fotovoltaicos e as células a combustível. A utilização dos sistemas fotovoltaicos como opção a geração distribuída vem crescendo nos últimos 10 anos, principalmente nos países membros da Agência Internacional de Energia após a criação do “*Photovoltaic Power Systems Programme*”. Nesse trabalho, a relação dos sistemas fotovoltaicos com a GD, os modelos e programas já existentes, serão discutidos adiante.

CAPÍTULO 3 – SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A REDE ELÉTRICA

3.1 Introdução

Nos últimos anos o aumento da demanda por energia elétrica vem aumentando e no mesmo compasso, as crises energéticas no âmbito mundial vêm ocorrendo. Vários estudos apontam a incidência desses fatos devido o aumento populacional, a melhoria na qualidade de vida e o crescimento econômico dos países em desenvolvimento.

Constata-se o uso de combustíveis não-renováveis como a principal fonte de energia primária para geração de energia elétrica no âmbito mundial. Com isso, vários governos começaram a se preocupar com a dependência por esses combustíveis esgotáveis, incentivando assim, a pesquisa e o desenvolvimento das fontes renováveis para geração de energia elétrica.

Em alguns países como o Brasil, a principal fonte para geração de energia elétrica é o recurso hídrico, através das usinas hidrelétricas. Embora seja um recurso renovável, a implantação de grandes centrais hidrelétricas vem sofrendo nos últimos anos restrições devido aos impactos ambientais e sociais.

Portanto, no Brasil, a motivação para o incentivo às fontes renováveis não se dá devido à possível falta dos energéticos no cenário futuro, mas a motivação ocorre pela necessidade em se conhecer outras tecnologias renováveis que venham a acrescentar o leque de opções tecnológicas para geração de energia elétrica, apresentando menor impacto social e ambiental, podendo assim contribuir com o setor elétrico.

Nesse contexto, a tecnologia fotovoltaica parece responder às necessidades, pois não polui durante a geração de energia, não requer grandes áreas para a instalação e não altera a biodiversidade de onde se pretende instalar.

A aplicação dessa tecnologia pode ser em sistemas isolados, em comunidades rurais, aonde a linha de transmissão não chega, pois não se torna interessante economicamente levar extensas linhas de transmissão em regiões de baixa demanda por energia elétrica.

Outra aplicação é dada através dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica, utilizada em ambientes urbanos ao se aproveitar o ambiente construído, gerando energia no próprio local de consumo e ainda, possibilitar a injeção à rede de distribuição quando há excedente, ou mesmo, a venda de toda energia gerada.

Esse capítulo pretende detalhar os SFCR, por possibilitar a expansão da geração de energia elétrica sem necessitar das extensas linhas de transmissão, além disso, contribuir com o aumento de opções tecnológicas de geração de eletricidade, na diminuição do pico de consumo, possibilitando assim postergar a expansão da rede de distribuição.

3.2 Definição

Os Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica (SFCR) são, em sua grande maioria, utilizados como geradores distribuídos. Entretanto, há algumas instalações ao redor do mundo que são construídas como Centrais Fotovoltaicas, isso porque, o modelo de setor elétrico em quase todos os países advém de grandes plantas centralizadas.

Embora a utilização dos sistemas como GD seja o escopo desse trabalho, cabe apresentar os sistemas centralizados para a compreensão e diferenciação entre cada topologia.

3.2.1 Grandes Centrais Fotovoltaicas

De acordo com Goetzberger e Hoffmann (2005), as Centrais Fotovoltaicas tem potência instalada na faixa dos Megawatt, sendo possível conectá-las nas redes de Média ou Alta Tensão.

As centrais fotovoltaicas podem ser consideradas como grandes plantas de geração fotovoltaica, pois necessitam de áreas maiores em relação aos geradores distribuídos, bem como, de uma grande quantidade de painéis fotovoltaicos a fim de obter uma potência instalada significativa.

A figura 3.1 apresenta um diagrama esquemático simplificado de uma Central Fotovoltaica. Além dos componentes apresentados, cabe dizer que tais sistemas apresentam as estruturas de suporte e o cabeamento de CC e de CA.

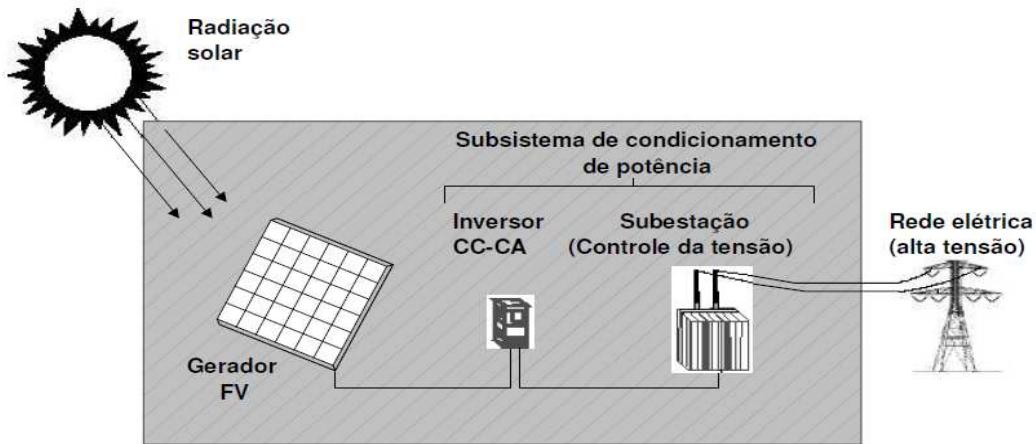


Figura 3.1: Diagrama esquemático de uma central fotovoltaica.

Fonte: Macedo, 2006.

A concepção dessas usinas surge do modelo tradicional do planejamento energético, através das grandes plantas convencionais de geração de energia elétrica.

Porém, ao utilizar tais sistemas centralizados não são aproveitados alguns benefícios apresentados pelos sistemas distribuídos, como a possibilidade de instalar junto à carga eliminando a necessidade de linhas de transmissão e a utilização do ambiente construído integrando às edificações.

A Potência Instalada nas Centrais Fotovoltaicas são na ordem do Megawatt. De acordo com Lisita Junior (2005), uma das principais centrais fotovoltaicas, está localizada em Mühlhausen na Alemanha, com uma potência instalada de 6,3 MWp. De acordo com o autor, está localizada no Parque Nacional da Bavária, onde há instaladas outras duas centrais, totalizando 10,1 MWp.

No Brasil, não há Centrais FV instaladas até o presente momento, porém, conforme publicado no jornal eletrônico Diário do Nordeste de 25 de Março de 2008, o governo do Estado do Ceará em conjunto com a empresa MPX, implantará uma Central FV de 50 MW na região. Até o presente momento, não há previsão para o ano de conclusão da obra.

A potência instalada nas Centrais FV é bastante significativa ao comparar com os geradores distribuídos, entretanto, se comparado com as tradicionais plantas centralizadas (hidrelétricas e termelétricas), percebe-se-á que a potência fotovoltaica instalada é, na maioria dos casos, significativamente menor.

Por não se tratar o escopo dessa dissertação, recomenda-se para o aprofundamento no tema, a leitura do Capítulo 7 de Lorenzo et al (1994), do Capítulo 17 de Luque et Hegedus (2003) e o Capítulo 7 de Goetzberger et Hoffmann (2005).

3.2.2 Os SFCR como Geradores Distribuídos

No contexto da GD, os SFCR aproveitam o ambiente construído de prédios, casas, galpões, entre outras edificações, instalados em coberturas, fachadas ou no entorno do ambiente construído.

Além disso, estão inseridos próximos ou nos locais de consumo que diferentemente das centrais, não requerem linhas de transmissão, evitando assim grandes perdas por efeito Joule ocorridas em tais linhas.

Através das figuras 3.2, 3.3 e 3.4, é possível visualizar os SFCR sobrepostos aos telhados de residências, prédios, estacionamentos, dentre outras possibilidades arquitetônicas.



Figura 3.2: SFCR de 4,8 kWp sobre o telhado de uma casa na Malásia.
Fonte: PVPS-IEA, 2009a.



Figura 3.3: SFCR integrado na fachada de uma edificação
Fonte: PVPS-IEA, 2009b.



Figura 3.4: Sistemas integrados na fachada e na cobertura do Parlamento Europeu em Bruxelas.

Fonte: PVPS-IEA, 2009a.

É possível constatar a partir das figuras 3.2, 3.3 e 3.4, que existem variadas formas de se instalar os SFCR. A potência instalada desses sistemas dependerá da área disponível, bem como da tecnologia utilizada e do dimensionamento do projeto.

O que se vê nos últimos anos é o crescimento dos SFCR como GD, principalmente em grandes centros urbanos. De acordo com a IEA-PVPS (2009b), Alemanha, Japão, Estados Unidos, Espanha e Holanda são os países com maior potência instalada de SFCR como GD.

Isso ocorre, pois é grande o percentual da população residente em casas e edificações nesses países, além do aumento da densidade populacional de cidades dos países desenvolvidos e também daqueles em desenvolvimento.

Segundo o relatório do Fundo de População das Nações Unidas – UNFPA (2007), dos quase 400 milhões de habitantes em centros urbanos na América Latina e Caribe, até 2030, evoluirá para mais de 600 milhões (em outras regiões do planeta, o crescimento também será significativo).

Com o passo do crescimento populacional nessas áreas, haverá o aumento da demanda por energia elétrica, por isso, a geração distribuída aparecerá como boa opção (conforme apresentado no capítulo 2).

Cabe apresentar que nos países em desenvolvimento vem apresentando crescimento de sua potência instalada ao implantar os SFCR, entretanto, é ainda tímido o uso de tais sistemas devido o custo elevado em relação às tecnologias convencionais, assim como uma série de barreiras existentes.

É possível constatar a relação existente entre o crescimento da potência instalada dos SFCR como GD com o crescimento populacional e da demanda por eletricidade.

3.3 Componentes dos SFCR como Geradores Distribuídos

Através da figura 3.5, vê-se um diagrama esquemático de um SFCR instalado em uma residência e os componentes que o formam.

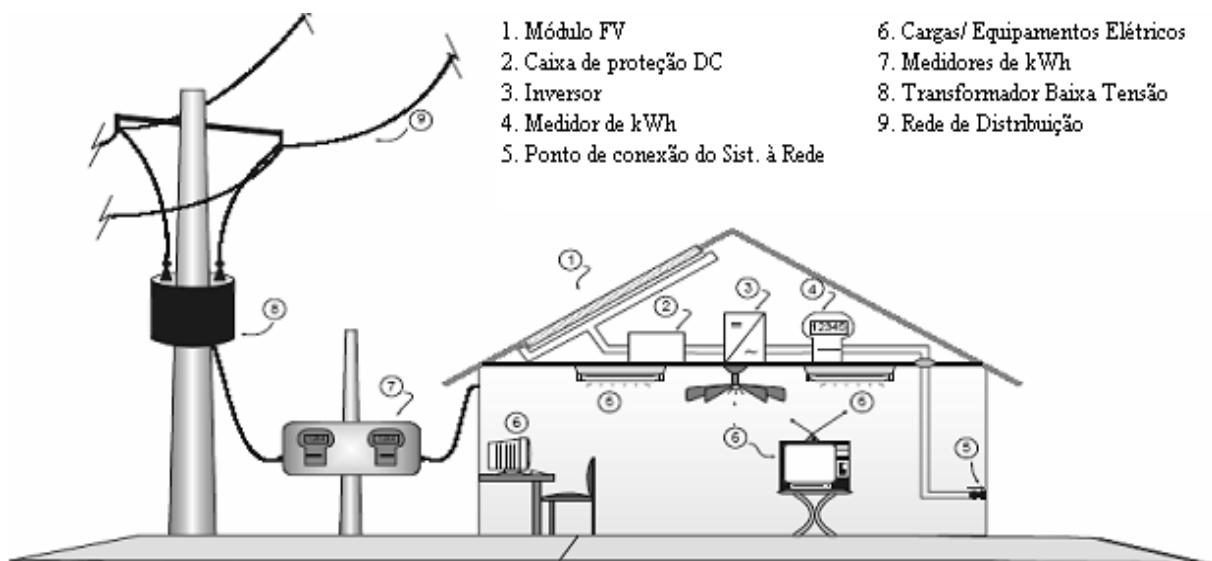


Figura 3.5: Diagrama esquemático de SFCR instalado em residência.

Fonte: Oliveira, 2002.

De acordo com Macedo (2006), os elementos básicos que constituem um SFCR são:

- i. Gerador Fotovoltaico: responsável pela transformação da energia solar em energia elétrica em CC;
- ii. Quadros de proteção: Contêm disjuntores, fusíveis, alarmes e outras proteções;
- iii. Inversor: transforma a corrente contínua (CC) em corrente alternada (CA);
- iv. Contadores/ medidores de energia: medem a energia produzida e consumida;
- v. Rede Elétrica: meio físico pelo qual flui a energia elétrica em CA.

No que se refere aos módulos fotovoltaicos, são esses componentes que transformam a energia eletromagnética proveniente do Sol em Energia Elétrica de Corrente Contínua (CC), através do efeito fotovoltaico. Tal efeito se dá através das células fotovoltaicas, que agrupadas eletricamente em diferentes combinações, formam os módulos fotovoltaicos.

Quanto ao inversor, pode-se dizer que tal componente é de extrema importância aos SFCR, pois será ele que transformará a energia elétrica de CC em energia elétrica de CA, para assim, injetar na rede de baixa tensão.

3.4 Aspectos de instalação e conexão à rede elétrica

Para que seja possível interconectar os sistemas fotovoltaicos à rede elétrica de baixa tensão, se faz necessário estabelecer alguns procedimentos técnicos, de infra-estrutura e de segurança para assegurar o pleno funcionamento dos sistemas.

Faz-se necessário definir o local da instalação e a estrutura de suporte dos módulos fotovoltaicos, com o intuito de que tais sistemas possam suportar intempéries da natureza, além da otimização da geração de energia ao conhecer o local da instalação e sua melhor orientação.

Outro ponto importante está relacionado a padrões técnicos, como a escolha do cabeamento para a CC e a CA, bem como, algumas condições que devem ser estabelecidas para assegurar a confiabilidade dos sistemas, no âmbito dos dispositivos escolhidos para o pleno funcionamento e a sua proteção.

Para aprofundar-se nessas discussões e possivelmente à criação de um futuro guia de instalação desses sistemas, recomenda-se a leitura e revisão do trabalho de Oliveira (2002), Luque et Hegedus (2003), Lisita Junior (2005), Goetzberger et Hoffmann (2005) e de Macêdo (2006).

3.5 Benefícios

Os Benefícios apresentados podem ser classificados segundo algumas perspectivas, ou seja, se estendem por diversos agentes da sociedade, em específico, aos envolvidos direta ou indiretamente ao setor elétrico.

Nessa dissertação, consideraram-se as categorias definidas por Cervantes Rodríguez (2002), quanto aos benefícios energéticos e não energéticos, sendo classificadas em quatro categorias: ambientais, arquitetônicos, elétricos e sócio-econômicos.

Cabe ressaltar que embora os benefícios apresentados pelos SFCR foram classificados com o intuito de distinção entre eles, percebe-se que há uma linha muito tênue entre os quatro grupos apresentados, nesse sentido, é comum encontrar benefícios parecidos entre si, dentro dos grupos apresentados.

Dentro do leque de Benefícios Ambientais, Cervantes Rodríguez (2002) aponta a ausência de emissão de gases de efeito estufa durante a operação do sistema. Entretanto, deve ser considerada a disposição desses componentes após a vida útil com o acúmulo de resíduos sólidos.

Tal problema deve ser minimizado à medida que as tecnologias forem desenvolvidas, onde se busquem novos materiais em que seja possível o reaproveitamento/ reciclagem após descarte dos componentes.

Destaca-se um benefício ambiental indireto ao instalar SFCR ao invés de plantas geradoras à combustível fóssil, no âmbito da diminuição de gases de efeito estufa, conforme apresentado em Luque et Hegedus (2003).

Além disso, há de se considerar que a instalação de SFCR como GD não requer grandes áreas específicas, uma vez que tais sistemas aproveitam o entorno de uma obra ou ainda, a própria construção. Nesse sentido, não há necessidade de alagamentos de rios e desapropriação de grandes terrenos.

Outro ponto destacado por Cervantes Rodríguez (2002) está relacionado ao *payback energético*², ou seja, se a energia requerida na manufatura excede a energia produzida ao longo da vida útil. Segundo o autor, embora no início a tecnologia fotovoltaica consumisse mais na manufatura, atualmente o período de *payback* é estimado entre 4 a 9 anos.

O principal benefício está relacionado à possibilidade de integrar tais sistemas em locais onde há grande exposição à Radiação Solar, como os telhados de casas, edifícios, galpões e demais edificações, sem que seja necessária área extra para sua instalação.

Outro ponto não menos importante é o aproveitamento de ambientes construídos e redução de elementos de acabamentos (granitos, vidros temperados, entre outros). Além disso, ao utilizar tecnologias de filmes finos, é possível obter maior controle de iluminação natural (Cervantes Rodríguez, 2002).

Os SFCR se tornam atraentes em centros urbanos, pois a geração de energia coincide com a curva de carga diurna comum em zonas urbanas, compostas principalmente por edificações residenciais e comerciais.

Além disso, a implantação de tais sistemas nas zonas urbanas mistas, onde geração e consumo são concomitantes, tanto no mesmo ponto de geração quanto nas proximidades pela rede de distribuição de Baixa Tensão, pode auxiliar o sistema elétrico no nível de geração, transmissão e distribuição. (Santos, 2008).

De acordo com Oliveira (2002), a implantação de SFCR em centros urbanos pode contribuir com as concessionárias ao possibilitar a postergação de investimentos para a expansão das redes de distribuição.

Além disso, há de se considerar que o aumento no *mix* de tecnologias no setor elétrico tende a aumentar a confiabilidade na entrega do suprimento.

De acordo com Rüther (1999 *apud* Cervantes Rodríguez, 2002, p.34), no âmbito do planejamento de expansão, pode ser considerado um *just-in-time* de adição de capacidade (curtos prazos de instalação), tornando-se uma boa alternativa para prevenir erros associados ao planejamento centralizado.

Outro ponto apontado no trabalho acima descrito está relacionado quanto à modularidade dos SFCR que associado aos curtos prazos de instalação, elimina a necessidade de capacidade ociosa.

² Quando é avaliado se a energia requerida na manufatura excede a energia entregue pelo sistema ao longo da vida útil.

Dentre os benefícios sócio-econômicos, deve-se considerar a criação de novos postos de trabalho com a criação de indústrias fotovoltaicas, empresas de instalação e manutenção de SFCR, representantes comerciais de painéis e demais componentes.

De acordo com IEA-PVPS (2009), em comparação com as tecnologias energéticas convencionais, as tecnologias de energias renováveis criam mais postos de trabalho e, nesses últimos anos, em especial a fotovoltaica, tem-se alcançado números expressivos em geração de empregos, quanto no volume de dinheiro movimentado.

O contexto sócio-econômico é muito amplo, pois nele estão inseridos os principais interesses dos diversos agentes envolvidos com os benefícios sob qualquer perspectiva que se tenha, nesse contexto, é apresentado na figura 2.7, os principais interessados e os benefícios que tais sistemas oferecem aos principais agentes do setor elétrico.

3.6 Barreiras aos Sistemas Fotovoltaicos

Nos últimos anos, as discussões relacionadas à Geração Distribuída vem sendo constantes e tem se alcançado, em algumas regiões, certo amadurecimento nessa concepção de planejamento energético.

No que diz os SFCR como GD no Brasil, na prática não se observa a implantação de projetos fotovoltaicos conectados à rede elétrica além daqueles de instituições de ensino e pesquisa e em algumas pequenas propriedades particulares.

As ações para superação de barreiras à Geração Distribuída definida pelo NREL (2000) e apresentados no item 2.5 do capítulo 2, poderão ser utilizadas uma vez que os sistemas aqui considerados são opção de GD.

Pode-se dizer que há variadas barreiras, assim, serão apresentadas de maneira sintética as ações possíveis para sua transposição, definidas em Oliveira (2002) e Morante et al (2008).

Até o presente momento verifica-se a dificuldade de encontrar profissionais qualificados para lidar com empreendimentos fotovoltaicos, isso porque, são poucas as instituições brasileiras que formam profissionais habilitados que tenham em sua grade curricular disciplinas específicas ou correlatas à produção, instalação e manutenção de sistemas fotovoltaicos.

De acordo com Morante et al (2008), embora as universidades tenham formado pessoas de nível superior em seus programas de pós-graduação, ainda assim verifica-se a dificuldade de encontrar pessoal técnico capacitado para lidar com os empreendimentos fotovoltaicos.

Os agentes distribuidores comumente impõem uma barreira à instalação dos SFCR, no que tange aos padrões utilizados para a interconexões de tais sistemas à rede de distribuição de energia elétrica (Oliveira, 2002). Isso porque, os distribuidores questionam sobre possíveis perigos relacionados com o funcionamento de outros sistemas de geração em paralelo com o sistema principal.

No entanto, de acordo com Morante et al (2008), mais recentemente ocorreram grandes avanços nos dispositivos de segurança inclusos nos inversores CC/CA e nos sistemas elétricos de controle, minimizando assim esse risco. Isso somado aos cuidados e recomendações rigorosas de segurança operacional do sistema e das pessoas estabelecidas nas normativas nacionais diluem a existência desta barreira.

No que tange a disponibilidade de componentes dos sistemas, no Brasil não há produção em escala comercial de células, módulos fotovoltaicos e inversores, tornando inexistente a competição com o mercado estrangeiro. Mesmo com a existência de indústrias brasileiras de inversores, no país não existe um inversor desenhado com a potência adequada, que incorpore com razoável confiabilidade todas as funções de controle e proteção necessária para um SFCR.

Claramente, para vencer estas barreiras tecnológicas assumem grande importância estratégica as atividades de pesquisa e desenvolvimento realizadas tanto nas Universidades como nas empresas. Nesse sentido, pode-se dizer que a academia está cumprindo seu papel, pois nestes últimos anos têm surgido vários grupos de pesquisa em diversas regiões do país que desenvolvem atividades relacionadas com as diversas abordagens da tecnologia.

No Brasil não existe nenhum mecanismo de caráter social, fiscal ou comercial dirigido a facilitar a compra dos equipamentos fotovoltaicos e à realização de instalações nas edificações urbanas, como ocorre em outros países como Espanha, Alemanha, EUA, onde estes mecanismos estão ajudando a expandir este tipo de instalações.

Segundo Morante et al (2008), outra barreira que enfrenta a geração distribuída é a idéia de que esta se constitui em um concorrente à empresa distribuidora de energia. Isso porque esses sistemas podem ofertar energia elétrica dentro da área de concessão do agente de distribuição.

No entanto, a desverticalização do sistema elétrico nacional determinou quatro áreas funcionais constituídas pela geração, transmissão, distribuição e comercialização. Fica assim delimitado que o serviço prestado pelo agente de distribuição consiste em somente o

transporte de energia através de suas redes. Isso é independente de se o acessante é um produtor ou um consumidor.

As Barreiras Institucionais aparecem na estrutura e funcionamento das organizações governamentais ou não governamentais e, em geral, nas instituições encarregadas de tomar decisões sobre políticas públicas. Mesmo existindo um marco legal e regulatório para possibilitar o acesso à energia elétrica ou para utilizar novas tecnologias, surgem diversos empecilhos muitos deles guiados por interesses de caráter econômico ou político (Morante et al, 2008).

Ainda de acordo com Morante et al (2008), tudo isso traz consequências materializadas, principalmente, no desperdício dos recursos econômicos e no adiamento das ações planejadas. A mesma estrutura das organizações onde existem diretorias, departamentos, área, subáreas, que funcionam por meio de uma estrita hierarquia, ocasiona o aparecimento de uma complexa burocracia.

3.7 Índices de Mérito

Para Oliveira (2002), com o intuito de comparar os diversos perfis de operação dos variados sistemas fotovoltaicos (por conta das distintas localizações e potências nominais instaladas), foram definidas grandezas capazes de realizar essa tarefa e, para tal, foram criados os índices de mérito para os sistemas fotovoltaicos.

De acordo com Macedo (2006), os índices de mérito permitem analisar o funcionamento de um SFCR com base na produção de energia, recurso solar, perdas e custos.

Na presente dissertação, foram destacados: produtividade anual do gerador, a produtividade anual do sistema, fator de capacidade e o desempenho global do sistema.

A produtividade anual do gerador, Y_a , é obtida através da relação entre o valor médio anual da energia diária produzida pelo gerador e sua potência nominal. De acordo com Oliveira (2002), é definida através da equação 1:

$$Y_a = \frac{1}{P_{nom}} \left[\frac{1}{365} \int_{ano} P(t).dt \right] \quad (1)$$

Onde,

P_{nom} é a potência nominal instalada no sistema; $P(t)$ é a potência entregue pelo gerador

A produtividade anual do sistema, YF , é definida como sendo a relação entre o valor médio anual da energia, entregue pelo sistema à carga, e as potências nominais do gerador, sendo apresentada através da equação 2, definida por Oliveira (2002):

$$YF = \frac{1}{P_{nom}} \left[\frac{1}{365} \int_{ano} Pf(t) \cdot dt \right] \quad (2)$$

Onde,

$Pf(t)$ é a potência entregue pelo sistema à carga.

O desempenho global do sistema (RF), índice que expressa em termos percentuais, a eficiência do sistema em transformar a radiação solar em eletricidade, em um sistema que opere sem perdas na transformação CC/CA, sendo definida pela equação 3, apresentada por Oliveira (2002):

$$RF = \frac{YF}{G_{ger}/G_{ce}} \quad (3)$$

Onde, G_{ger} e G_{ce} expressam, respectivamente, a energia incidente no plano do gerador e a irradiância solar em condições padrão, 1 kW/m^2 .

Cabe apresentar que a irradiação incidente no plano do gerador é obtida através da irradiação incidente no plano horizontal (G_H), que dependerá da região e da época do ano considerada, isso é, para cada localidade de um país haverá uma determinada irradiação incidente.

A medição de G_H é geralmente realizada por Universidades, Centros de Pesquisa, Secretarias da Agricultura e do Meio-Ambiente. Os valores obtidos para cada região do país por diferentes institutos podem apresentar diferenças, entretanto, quando considerada média anual, é de se esperar que tais diferenças sejam pequenas.

Para o cenário futuro, são usados modelos estatísticos baseados em registros históricos, entretanto, há de se considerar as incertezas associadas, uma vez que a disponibilidade do recurso primário é intermitente, devido às variações climáticas e atmosféricas.

No contexto do Fator de Capacidade (FC) de um determinado sistema, de acordo com Oliveira (2002), esse índice expressa sua real capacidade de gerar energia em função da energia que esse sistema seria capaz de gerar se operasse durante as 24 horas do dia. Esse índice, é dado pela equação 4, como segue:

$$FC = \frac{\int_T^T P(t).dt}{\int_T^T P_{nom}(t).dt} \quad (4)$$

Para um aprofundamento na geração de energia fotovoltaica, produtividade dos SFCR e dados e medições da irradiação solar, recomendam-se as leituras de: Lorenzo et al (1994), Oliveira (1997 e 2002), Cervantes Rodríguez (2002) e Luque et Hegedus (2003).

3.8 Metodologia para o Cálculo do Custo da Energia Fotovoltaica

O custo da energia fotovoltaica é elevado em relação às fontes convencionais de energia, isso porque, o custo da tecnologia é ainda elevado quando comparado com as fontes convencionais.

Para o Cálculo da Energia Fotovoltaica na presente proposta, utilizou-se a equação 5 definida por Zilles e Oliveira (1999):

$$C = \left[\frac{r(1+r)^n}{(1+r)^n - 1} + OM \right] x \frac{Inv}{87,6 FC} \quad (5)$$

Onde,

C - custo de geração em centavos de US\$/ kWh;

FC - fator de capacidade;

OM - porcentagem do capital inicial necessário por ano para operação e manutenção;

Inv - Investimento inicial em US\$/ kWp;

r - taxa anual de desconto;

n - período do retorno do investimento.

3.9 Descrição dos SFCR instalados no Brasil

O uso de SFCR é incipiente no setor elétrico brasileiro, atualmente, são conhecidos 32 sistemas que estão em operação, principalmente em institutos de ensino e pesquisa e em algumas instituições privadas e edificações particulares, conforme a tabela 3.1.

Tabela 3.1: Os sistemas em operação, por ordem de instalação.

Sistema	Potência (kWp)	Ano de Instalação
CHESF	11	1995
Labsolar – UFSC	2,1	1997
LSF- IEE/ USP	0,8	1998
UFRJ/ COPPE	0,9	1999
Centro Convivência UFSC	1,1	2000
Grupo FAE, UFPE (F. Noronha)	2,5	2000
LSF - IEE/ USP	6,3	2001
CEPEL	16,3	2002
HR (RS)	3,3	2002
Grupo FAE, UFPE (F. Noronha)	2,5	2002
CELESC	4,2	2003
LSF-IEE/ USP	6,0	2003
Centro de Cultura e Eventos UFSC	10,9	2004
LSF-IEE/ USP	3,0	2004
UFRGS	4,8	2004
CEMIG	3,2	2004
Escola Técnica de Pelotas	0,9	2004
Grupo FAE – UFPE	1,7	2005
C Harmonia (SP)	1,0	2005
Casa Eficiente ELETROSUL	2,3	2006
CEMIG (3 x 3 kWp)	9,0	2006
UFJF	30	2006
GREENPEACE (SP)	2,9	2007
Grupo FAE-UFPE	N.D*	2007
CEFET MG	3,2	2007
Lh2 Projeto CPFL	7,5	2007
Residência Particular, Recife	1,0	2007
Residência Particular, São Paulo	2,9	2008
Solaris, Leme - SP	1,0	2008
Zepini, Motor Z	2,5	2008
Zepini, Fundição Estrela	14,7	2008
ELETROSUL	12,0	2009
TOTAL:	171,5	

Fonte: Varella, 2009; Benedito, 2009.

De acordo com a potência fotovoltaica acumulada no Brasil, conforme apresentado na tabela 3.1, fica notável a incipienteza dessa tecnologia conectada à rede elétrica.

Entretanto, nesses últimos anos cresceram iniciativas que visam obter o amadurecimento dessa tecnologia, bem como da estrutura de um possível mercado fotovoltaico brasileiro. Dentre os sistemas em funcionamento, será apresentado uma breve descrição sobre os sistemas do IEE/ LSF que totalizam 16,05 kW_p.

3.9.1 O sistema IEE/LSF

No entorno da edificação do Instituto de Eletrotécnica e Energia da Universidade de São Paulo é totalizado 16,05 kW_p em SFCR's, sendo composto por: um sistema de 12,3 kW_p instalado na fachada do prédio da Administração do IEE/USP; outro sistema de 750 W_p instalado nas dependências do Laboratório de Sistemas Fotovoltaicos (LSF); e o último, de 3 kW_p no estacionamento do Instituto.

De acordo com Oliveira (2002), o primeiro sistema instalado (1998) foi o de 750 W_p, tendo seu comportamento acompanhado pelo LSF através do monitoramento da irradiação incidente no plano dos painéis, da tensão e corrente CC e CA e da energia total gerada.

Segundo Macêdo (2006), o sistema instalado na fachada do prédio da Administração, deu início em Fevereiro de 2001 com a potência instalada de 6,3 kW_p. Após sofrer ampliação, passou a ter potência instalada de 12,3 kW_p. Além de obter os dados quanto à qualidade da energia gerada, esse sistema tem como objetivo, contribuir com a diminuição da demanda por energia elétrica da rede.

Os outros 3,0 kW_p que totalizam os 16,05 kW_p, estão instalados no estacionamento do IEE. De acordo com Lisita Junior (2005), esse sistema seria instalado inicialmente no prédio do Instituto de Matemática e Estatística da Universidade de São Paulo (IME-USP), porém, ao vistoriar a obra, percebeu-se que o local onde seria instalado não suportaria o peso dos módulos, assim descartou-se tal possibilidade. Tal sistema injeta energia na rede elétrica de baixa tensão local, monitorando-a.

3.10 A indústria fotovoltaica brasileira

Conforme apresentado por Varella (2009), até 2005 a única empresa de fabricação de painéis era a Heliodinâmica, entretanto, a empresa permanece fechada desde processo de reestruturação em 2005.

Até o presente momento a única planta de produção de células, é um projeto-piloto no laboratório NT-Solar da Faculdade de Física da Pontifícia Universidade Católica do Rio

Grande do Sul – PUCRS, através de um acordo firmado em 2004 através do Ministério de Ciência & Tecnologia; Secretaria Estadual da Ciência e Tecnologia; Secretaria Estadual de Energia, Minas e Comunicações; Secretaria Municipal da Produção, Indústria e Comércio, Companhia Estadual de Energia Elétrica - CEEE e PUCRS (CB-SOLAR, 2009).

No contexto do mercado fotovoltaico brasileiro, de acordo com Varella (2009), há algumas empresas que comercializam os sistemas, tanto revendedores das empresas estrangeiras, quanto importadores que dão conta da venda, instalação e manutenção desses sistemas.

CAPÍTULO 4 – MECANISMOS DE INCENTIVO AOS SFCR

4.1 Introdução

As principais motivações para a implantação de fontes de energia renovável para a geração de energia elétrica são: aumento do leque de opções tecnológicas; a redução da emissão de gases de efeito estufa; a garantia da entrega do suprimento em relação ao risco associado às fontes movidas a combustíveis fósseis (quer seja pela falta do recurso, quer seja pelo aumento dos preços); universalização da energia em regiões isoladas, promovendo melhores condições sociais e econômicas.

Entretanto, já é de conhecimento que tais fontes necessitam de apoio de mecanismos de incentivos associados a decisões políticas, com o intuito de sustentá-las no setor elétrico, isso porque, as tarifas (\$/ MWh) aplicadas são maiores em relação às fontes convencionais à base de combustíveis fósseis ou de hidroeletricidade, assim como, o alto custo para implantação dessas tecnologias, em específico a tecnologia fotovoltaica em alguns mercados/economias.

Embora a tecnologia solar fotovoltaica tenha apresentado uma redução nos custos da energia gerada nos últimos anos, quando comparado os custos de capital por kW instalado dessa tecnologia em relação às usinas centralizadas, tais custos se apresentam ainda significativamente maiores.

Segundo Cervantes Rodríguez (2002), naquele ano os custos do kW instalado da tecnologia fotovoltaica representavam na ordem de 5 a 15 vezes maiores em relação às usinas a gás natural que opera em ciclo combinado (considerada naquela época como referência na expansão do setor elétrico ao redor do mundo).

Mais recentemente, Shayani, Oliveira e Camargo (2006), afirmaram que o custo dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede é da ordem de três vezes o preço da energia convencional sem os impostos. Além disso, segundo os autores supracitados, ao serem agregados os custos ambientais e sociais envolvidos na geração convencional, em um futuro próximo, a energia solar fotovoltaica passará a ser economicamente viável.

De acordo com Cervantes Rodríguez (2002), como o mercado fotovoltaico não vai conseguir alcançar certo grau de maturidade por si mesmo e a iniciativa privada tende a não arcar com os custos, numerosos governos outorgam subsídios para diminuição dos custos dos equipamentos, bem como, iniciativas que tratam de maneira especial à energia fotogenerada.

Os mecanismos de incentivo visam facilitar a penetração de uma determinada tecnologia no setor elétrico assim como o seu amadurecimento. Tais mecanismos utilizam-se de subsídios financeiros, econômicos e/ ou fiscais, quer seja à potência instalada ou à energia produzida. Há ainda mecanismos que promovem certificados aos geradores que utilizam fontes renováveis, sendo possível comercializá-los no mercado concorrencial.

No que se refere aos instrumentos políticos de incentivo, de acordo com Costa (2006), há 02 classificações: instrumentos diretos e instrumentos indiretos. Os instrumentos políticos diretos são aqueles que têm como objetivo, a promoção das fontes de energia renovável. Além disso, de acordo com a autora:

Os instrumentos diretos podem ser classificados pelo estímulo ao preço ou à quantidade: um grupo de instrumentos tem um impacto no preço da energia renovável ou tenta facilitar o mercado através do estabelecimento de um “preço-premium”; outro grupo, de natureza regulatória, define a quantidade mínima de energia renovável a ser produzida ou consumida (COSTA, 2006, pp. 15).

Os instrumentos políticos indiretos são aqueles que promovem políticas fora do contexto de energia renovável, mas que indiretamente acabam impactando positivamente na promoção de tais fontes.

No próximo item, serão apresentados os principais instrumentos políticos diretos para a promoção dos SFCR's.

4.2 Instrumentos políticos para a promoção dos SFCR

De acordo com Costa (2006) os principais instrumentos para a promoção de fontes renováveis para a geração de energia elétrica, são: Feed-in Tariffs (FiT); Quota System com Certificados Verdes; Tender System; Subsídios Financeiros e Incentivos Fiscais, além desses, considerar-se-á os Programas Buydown apresentado por Cervantes Rodríguez (2002).

4.2.1 Subsídios/ Incentivos Financeiros

Os subsídios financeiros são concedidos quer seja aos investimentos do gerador ou à energia gerada. A necessidade de tal política reside nos altos custos de implantação de fontes de energia renovável.

De acordo com Costa (2006), a principal política quanto ao subsídio financeiro, se dá através do “subsídio ao investimento”, pela facilidade e viabilidade administrativa e política.

Sabe-se que esse instrumento é criticado por não possibilitar o incentivo à eficiência de um projeto de geração. Nesse sentido, vários agentes do mercado defendem o “subsídio à produção”, por possibilitar um maior controle sobre a eficiência da operação.

4.2.2 Incentivos Fiscais

Os incentivos fiscais são aplicados através de redução ou isenção de taxas aplicadas ao uso de fontes renováveis, além de outros benefícios fiscais e creditícios. De acordo com Cervantes Rodríguez, inúmeros governos têm apostado nesse instrumento, como o caso da Grécia, Itália, Dinamarca e Portugal, que incluíram a redução de taxas, devido os benefícios ambientais proporcionados pelas fontes de energia renovável.

4.2.3 Feed-in Tariffs (*FiT*)

Esse instrumento premia a energia gerada por fontes renováveis injetada na rede elétrica, através de uma “tarifa Premium”. As empresas de energia (concessionárias da rede elétrica) são obrigadas a comprar essa energia, através dos preços estabelecidos por cada governo. O custo extra dessa energia é dividido entre todos os usuários.

Tal instrumento pode incluir uma taxa de regressão anual no valor da “tarifa prêmio” de forma a promover a eficiência das tecnologias contempladas com o subsídio. Tanto os valores quanto a duração do mecanismo, difere entre as tecnologias e os países.

Nesse contexto, percebe-se que o *FiT* é um instrumento político direto que se baseia no preço da geração, pagando um prêmio com o intuito de facilitar a integração de uma tecnologia no mercado.

Sabe-se que para os Sistemas Fotovoltaicos conectados à rede elétrica, principalmente nos países europeus, o *FiT* é o principal mecanismo de incentivo (Cervantes Rodríguez, 2002; Costa, 2006; IEA-PVPS, 2007; Fouquet et Johansson, 2008). Nesse trabalho, será apresentada mais adiante, uma descrição detalhada do funcionamento do *FiT*.

4.2.4 Sistema de Cotas com Certificados Verdes

Esse instrumento, também chamado de Renewable Portfolio Standard (RPS), tem como objetivo a promoção da geração de energia através de fontes renováveis aumentando a

demanda por eletricidade oriunda dessas fontes, através de metas estabelecidas pelos governos quanto ao percentual ou quantidade de eletricidade que deve ser produzida (Costa, 2006).

Quanto aos Certificados Verdes:

Uma vez definida a quantidade, um mercado paralelo de certificados verdes em energia renovável é estabelecido (...) a venda dos certificados verdes garantem aos produtores de fontes de energia renovável um valor adicional em relação ao valor da venda da eletricidade no mercado. Os certificados também podem ser comercializáveis entre as companhias de energia elétrica caso alguma delas não consiga atender a meta estipulada pelo governo (Costa, 2006).

Esse mecanismo é considerado um instrumento direto que se baseia pela quantidade da geração e não especificamente pelo preço, isso porque, o mecanismo baseia-se pela quantidade de energia renovável em que o setor deve apresentar, definido pelos governos.

De acordo com Fouquet e Johansson (2008), esse mecanismo é utilizado na Bélgica, Itália, Polônia, Reino Unido, Romênia e Suécia, e tem como objetivo principal possibilitar ao produtor (geração por fontes renováveis) receber um incentivo financeiro adicional (do governo) a partir da venda de certificados no mercado, com o intuito de diminuir a tarifa da energia gerada a partir de FER. Ao gerar um número de certificados maior que o objetivo, o preço cairá ainda mais, até que os investimentos nessas fontes não requeiram mais subsídios.

4.2.5 Tender System

Nesse instrumento, o governo administra os processos de leilões de energia, onde os empreendedores de fontes renováveis concorrem entre - si para ganhar os contratos, ou ainda, para receber do governo um subsídio de um fundo administrado pelo setor. Será premiado aquele empreendedor que apresentar a oferta mais competitiva.

4.2.6 Programas Buydown

Segundo Cervantes Rodríguez (2002), esse tipo de programa pode ser definido como sendo um fundo do governo destinado à concessão de subsídios para poder reduzir de maneira eficaz, o custo de aquisição de novas tecnologias por parte dos usuários/ consumidores.

Ao reduzir os custos de fontes de geração baseadas em energias renováveis, busca-se encorajar fabricantes, vendedores e instaladores, a expandir suas operações, assim, reduzindo os custos de instalação aos consumidores.

4.2.7 Incentivos aos SFCR nos países membros do PVPS-IEA

O IEA-PVPS é um programa de acordos colaborativos/ co-operação entre 21 membros, a considerar, as principais economias do globo (EUA, Japão, Alemanha, Reino Unido, França, Suécia, Espanha, entre outros), que dentre seus objetivos, visa obter maior maturidade da tecnologia e do mercado FV e crescimento na potência instalada.

A potência fotovoltaica total instalada nos países membros do programa, em 2008, totalizou aproximadamente 13,4 GW. Sabe-se que o principal mercado desses países são os sistemas conectados à rede elétrica. Além disso, o crescimento e aquecimento dos mercados se devem aos investimentos que diversos governos têm dado a essa tecnologia e suas aplicações (IEA-PVPS, 2009a).

Os principais países em que adotaram tais políticas de incentivo, são: Alemanha, Espanha, Japão e EUA, além disso, são os países com a maior potência fotovoltaica instalada e os maiores números de SFCR's instalados. A tabela 4.1 apresenta a potência instalada e a acumulada através dos SFCR nos quatro principais países membros do PVPS- IEA, até o ano de 2008.

Tabela 4.1: A potência FV Instalada em 2008 e Acumulada nos principais países membros da IEA – PVPS

	Instalada em 2008 (MWp)	Acumulada até 2008 (MWp)
Alemanha	1.500,00	5.300,00
Espanha	2.660,00	3.323,00
Japão	224,60	2.053,40
Estados Unidos	293,00	798,50

Fonte: IEA – PVPS, 2009a.

Outros países membros desse programa tem alcançado bons resultados no que concerne ao aumento da potência instalada e à criação de um mercado fotovoltaico mais maduro, como a Itália e a Coréia do Sul. Em 2008, a Itália instalou aproximadamente 334 MWp e, a Coréia do Sul, na ordem de 276 MWp.

Embora tanto a Itália quanto a Coréia do Sul obtiveram uma potência instalada, em 2008, maior que a alcançada pelo Japão e os Estados Unidos, ainda não alcançaram uma

potência acumulada na mesma ordem dos dois últimos, isso porque, é mais recente a política de incentivo em ambos países.

Nesse contexto, percebe-se que os principais países, que investem na tecnologia FV são: Alemanha, Espanha, Japão e EUA. Isso porque, os instrumentos políticos tendem a possuir maior investimento para essa tecnologia, tendo como objetivo, não só a instalação de fontes renováveis de energia, mas também atingir o desenvolvimento e amadurecimento do mercado fotovoltaico, além disso, contribuir ao longo do tempo, na redução da emissão dos gases de efeito estufa.

4.2.7.1 Alemanha

Segundo IEA-PVPS (2009a) a Alemanha tem mostrado crescimento significativo em seu mercado FV, entretanto, no ano de 2006 tal crescimento desacelerou, tendo como principal causa, a falta de estoque de silício devido o crescimento acelerado dos últimos anos, principalmente dos Sistemas Integrados em Telhados e as Centrais Fotovoltaicas.

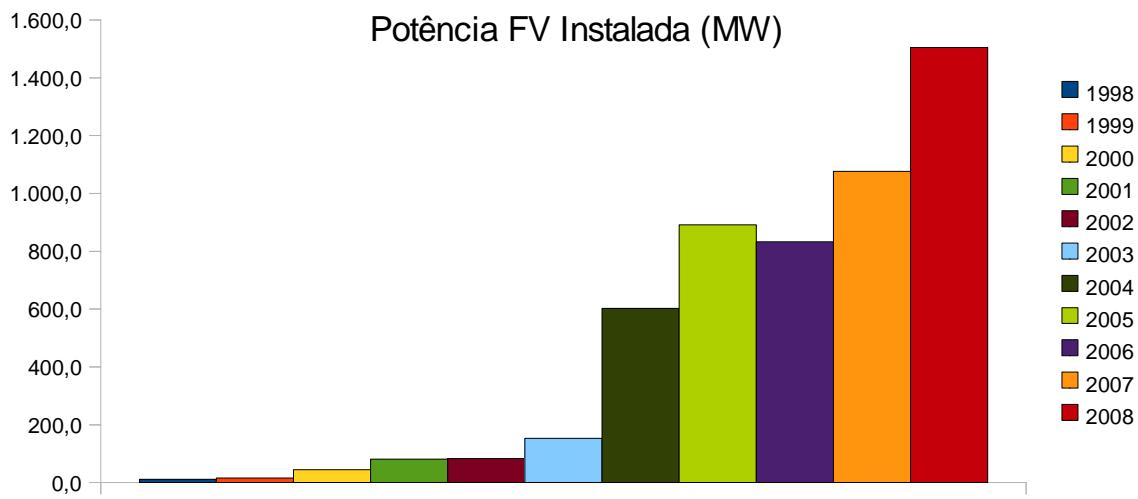
A Lei de Fontes de Energias Renováveis (EEG) instituída em 2000 permite o pagamento de tarifas aos geradores renováveis conectados à rede elétrica. Em 2001, essa lei sofreu alteração, utilizando como instrumento político para incentivo de tais fontes, o FiT (IEA-PVPS, 2008; BMU, 2007a).

No ano de 2006, a tarifa básica ficou em 0,518 EUR/ kWh para o período de 20 anos, além disso, o decréscimo ano a ano para novas instalações é definido em 5 %. No final de cada ano, é enviada uma avaliação do mercado fotovoltaico assim como os custos de produção de eletricidade de fontes renováveis ao Parlamento Alemão e se necessário, os valores do incentivo podem ser alterados.

De acordo com BMU (2007a), o principal programa de incentivo na atualidade é chamado de “Solar Power Generation” e desde 2005 investiu 946 milhões de Euros, representando uma potência instalada de 237,4 MW.

Nesse sentido, percebe-se o crescimento significativo na potência FV instalada na Alemanha, conforme apresentado no gráfico 4.1.

Gráfico 4.1: A Potência Fotovoltaica instalada na Alemanha.



Fonte: IEA, 2009a.

Nesse trabalho, será apresentada adiante a Lei que Incentiva as Fontes Renováveis, por possuir a maior potência fotovoltaica instalada conectada à rede elétrica e o mercado bastante aquecido.

4.2.7.2 Japão

O crescimento do mercado fotovoltaico ficou estagnado entre os anos de 2005 e 2006, devido o término em 2005 do “Programa de Disseminação de Sistemas FV em Residências”, bem como, por conta do baixo estoque de silício. Inicialmente, os sistemas residências possuíam de 3 kW a 5 kW, as indústrias, edificações comerciais e prédios públicos de 10 kW a 1000 kW (IEA-PVPS, 2007).

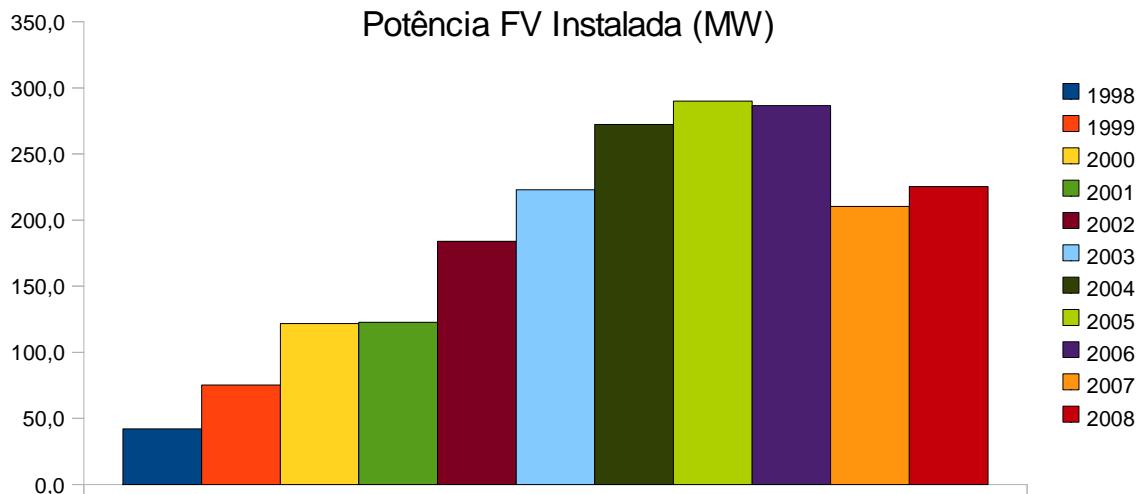
No ano de 2006, alguns programas de Pesquisa e Desenvolvimento (“*Field Test Project on New Photovoltaic Power Generation Technology*”, “*Project for Promoting the Local Introduction of New Energy*” e “*Project for Supporting New Energy Operators*”), continuaram a receber suportes do governo, tendo como objetivos principais os desenvolvimentos dos sistemas fotovoltaicos assim como, do mercado fotovoltaico em média e grande escala (IEA-PVPS, 2007).

O que se percebe é que além de programas de P & D e de mecanismos de incentivo que possibilitam a integração desses sistemas como geradores distribuídos, de acordo com o IEA-PVPS (2007), percebem-se sensibilização e reações positivas em relação à tecnologia FV, tanto por parte de empresas que visam investir em soluções ambientais, quanto por parte da sociedade que vislumbra os benefícios dessa tecnologia, tanto é que vários segmentos da

economia começaram a investir nessa tecnologia, criando assim uma abrangente cadeia de distribuição de sistemas fotovoltaicos.

Nesse contexto, percebe-se o crescimento da potência fotovoltaica instalada no Japão como está representado no gráfico 4.2.

Gráfico 4.2: A Potência Fotovoltaica instalada no Japão.



Fonte: IEA, 2009a.

4.2.7.3 Estados Unidos da América

Nos EUA, no ano de 2006, as aplicações da tecnologia FV cresceram 38 %, através de aplicações em telecomunicações, sistemas isolados, centrais e geradores distribuídos. No que concerne a GD, cresceu 54 % dos 65 MW instalados em 2005 para os 100 MW em 2006 (IEA-PVPS, 2007).

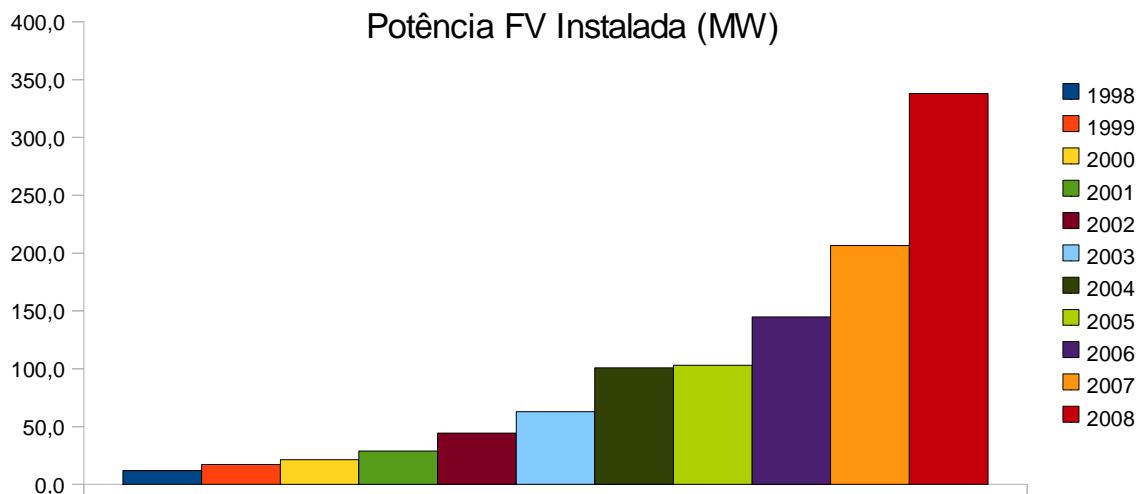
Dentre os programas atuais há o *Califórnia Solar Initiative* que visa instalar até 2017, 3000MW de potência fotovoltaica, sendo gerenciado através da Comissão de Energia da Califórnia. Um dos objetivos dessa iniciativa é de se estimular o preço dos pequenos sistemas fotovoltaicos, assim reduzir e até mesmo eliminar os subsídios antes de 2016. Os investimentos iniciais foram na ordem de 2,9 bilhões de dólares (IEA-PVPS, 2007).

O que se percebe nos últimos anos nos EUA é a criação de políticas energéticas massivas que integram a energia solar, mais precisamente a tecnologia fotovoltaica, com o intuito de obter o grau de amadurecimento da tecnologia, bem como, obter uma maior penetração desses sistemas.

Em 2006, o Departamento de Energia dos Estados Unidos criou o *Solar American Initiative (SAI)*, que visa acelerar a fabricação, gerenciar os custos e a comercialização de tecnologias de energia solar. Nesse mesmo ano, o governo federal liberou créditos fiscais de 30 % para sistemas comerciais e residenciais conectados à rede elétrica (IEA-PVPS, 2007).

No geral, de acordo com Pedigo, Maycock e Bower (2007), em 2006 o investimento federal para P & D em Energia Solar foi de 81,8 milhões de dólares; em 2007, 150 milhões de dólares para o *SAI*; em 2006, mais de 300 milhões de dólares para os créditos fiscais; dos investimentos estatais, 60 % desse investimento provém do estado da Califórnia, responsável por 80% dos sistemas conectados à rede nos EUA.

Gráfico 4.3: A Potência FV Instalada como GD nos EUA.



Fonte: IEA, 2009a.

Através do gráfico 4.3, percebe-se o crescimento em 10 anos dos SFCR nos EUA, nesse sentido, confirma-se que as políticas energéticas estadunidenses foram e ainda são favoráveis a essa tecnologia.

4.3 O *Feed-in Tariffs* na Alemanha

O principal objetivo do incentivo através do *Feed-in Tariffs* - *FiT* é garantir que uma determinada tecnologia seja segura e rentável ao produtor, isso porque, as tecnologias que requerem mecanismos de incentivo são geralmente mais caras em relação as grandes plantas de geração (usinas termelétricas e hidrelétricas), tanto no investimento para implantação desses geradores quanto à energia gerada.

O incentivo é financeiro, pois é pago uma tarifa prêmio para cada tecnologia, por um período limitado no tempo. Além disso, geralmente, há uma taxa de regressão anual, ou seja, há uma queda na tarifa paga para novas instalações.

O mecanismo do *FiT* é bastante eficaz para o incentivo das tecnologias renováveis, pois quando bem estruturada permite que o responsável pelo gerador consiga retorno do investimento em poucos anos.

Tal mecanismo quando bem estruturado a uma política regulatória, consegue transpor as barreiras, por exemplo, ao obrigar que as concessionárias devam comprar a energia gerada e injetada na rede por fontes como solar e eólica, bem como, não limitar a quantidade de energia injetada na rede (WFC, 2007).

De acordo com WFC (2007), para o desenvolvimento do *FiT* se faz necessário conhecer os 3 estágios, que são:

1. Devem-se avaliar os potenciais locais quanto aos recursos existentes e circunstâncias geográficas; condições prévias para o desenvolvimento tecnológico; o ambiente político; determinar a taxa de aumento das novas tecnologias em relação ao “mix” de tecnologias no país; conhecer e comparar políticas semelhantes e que deram certas em outros países;
2. Encontrar parceiros para ajudar a alavancar os processos políticos, desde que independentes da indústria de geração convencional de energia e garantir que estejam prontos para argumentar contra eles. Assegurar que o governo esteja interessado em desenvolver novas tecnologias ao garantir tal mecanismo, sabendo que a indústria de geração convencional não esteja influenciando negativamente na tomada de decisões;
3. Iniciar tal política com um regulamento simples e ao passo do tempo, alterá-la se necessário, portanto, é importante acompanhar o processo no âmbito da regulação, com o intuito de verificar se as metas e objetivos estão sendo cumpridos. Além disso, monitorar e ajustar as tarifas, a fim de controlar uma possível expansão dos custos, garantindo assim um correto pagamento para cada tecnologia, para que se alcance o grau de amadurecimento esperado;

No caso alemão, segundo Meyer (2003), o *FiT* regido pela Lei de Fontes de Energias Renováveis (EEG), diz que a tarifa “premium” não depende do mercado da energia mas sim é

ajustado pela lei, além disso, as tarifas diferem para cada tecnologia. O tempo de subsídio para os sistemas fotovoltaicos é de 20 anos e a taxa de regressão anual é de 5%. Outro ponto, as concessionárias alemãs que investirem em fontes de energias renováveis, receberão a mesma tarifa “premium” que os outros investidores, estimulando o interesse da mesma.

Ainda no caso alemão, os custos associados com as conexões à rede elétrica ficam por conta dos interessados, porém, os custos associados com a beneficiação da rede, ficam a cargo das concessionárias. Tais medidas visam atrair investidores, assim como, equalizar os custos entre os interessados e beneficiados.

De acordo com BMU (2007b), 18 países membros da União Européia utilizaram a EEG como modelo para a criação de políticas de FiT, deixando de lado modelos como os de quotas e os sistemas de leilões, isso porque, ao longo do tempo percebeu-se que o mecanismo do *FiT* vêm sendo o mais eficaz para o desenvolvimento de fontes de energia renovável.

A tarifa mínima paga aos SFCR's na Alemanha, em 2007, foi de 37,96 centavos de Euros por kWh para os sistemas instalados fora da edificação e a tarifa máxima nesse mesmo ano, foi de 49,21 centavos de Euros por kWh para os sistemas com potência igual ou menor a 30 kWp, conforme apresentado na tabela 3.1, referente as tarifas do *FiT* alemão entre os anos de 2004 a 2007.

Tabela 4.2: Tarifas pagas na Alemanha através do *FiT*

Instalados na Edificação	Remuneração em centavos de Euros			
Menor que 30 kWp	57,40	54,53	51,80	49,21
Entre 30 kWp a 100 kWp	54,60	51,87	49,28	46,82
Acima de 100 kWp	54,00	51,30	48,74	46,30
Bônus para sistemas em fachadas	5,00	5,00	5,00	5,00
Não instalados na Edificação				
Tarifa mínima	45,70	43,42	40,60	37,96
Ano de início (Ano de Start-up)	2004	2005	2006	2007

Fonte: BMU, 2007b

Segundo BMU (2007b), com a criação da EEG, um número considerável de empregos foram criados, pois em 2004 eram 157.000 empregados no setor, até o final de 2006, totaliza 230.000 empregados. Além disso, os benefícios da EEG para a economia alemã são consideravelmente superiores aos custos da implantação e consequências da lei. Os benefícios foram estimados, em 2006, em 9,4 bilhões de euros, devido principalmente, as emissões de CO2 evitado estimado em 3,4 bilhões de euros.

4.3.1 A tarifa alemã de energia elétrica

Para entender como é repassado ao consumidor o custo da EEG, se faz necessário uma descrição breve da estrutura tarifária alemã.

O setor elétrico alemão classifica os consumidores de energia elétrica em dois grupos: os clientes que pagam as tarifas normais (tarifários, como os consumidores residenciais) e os clientes com contratos especiais (grandes cargas, como indústrias).

Os clientes tarifários correspondem 25 % dos consumidores de eletricidade na Alemanha. São aqueles que usam a energia em residência, ou ainda, que atingem um valor anual de 10 MWh para objetivos profissionais, agrícolas ou de negócios.

A composição da tarifa residencial é dividida em duas: uma taxa básica e o custo do consumo de energia elétrica mensal. As concessionárias têm a “liberdade” de ajustar o valor da tarifa, sendo que há apenas uma supervisão (do órgão regulador) quanto à possível existência de cartéis (BMU, 2008a).

Os clientes com consumo maior de 10 MWh anuais são aqueles que negociam diretamente com a concessionária o preço da energia elétrica no decorrer do ano, bem como, as características do consumo ao longo do dia, para isso são celebrados contratos específicos com cada cliente.

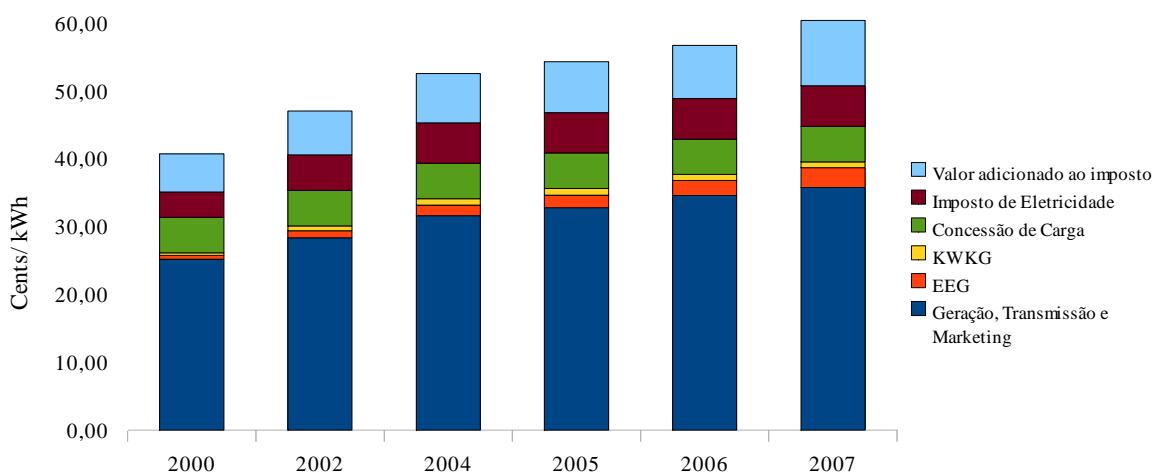


Figura 4.1: Estrutura tarifária de residências na Alemanha (3500 kWh/ano) de 2000 a 2007.

Fonte: BMU, 2008a.

A EEG é uma entre os oitos tipo de componentes da tarifa alemã, que são divididas entre a geração de eletricidade (incluindo transporte e venda) e os impostos e encargos. A EEG se enquadra dentro da geração de eletricidade (BMU, 2008a).

Abaixo, é feita uma breve explicação sobre o significado de cada componente da tarifa, conforme apresentado em BMU (2008a).

4.3.1.1 Componente da Geração

A principal fonte de geração de eletricidade é proveniente das grandes plantas centralizadas a base de combustíveis finitos (carvão e urânio), quanto às renováveis em 2007 representaram pouco mais de 14 %.

Os preços da produção proveniente de fontes convencionais estão em torno de 3 a 5 centavos de euros por kWh, dependendo da fonte. Deve ficar claro que há diferença entre o preço da produção de eletricidade e os preços oferecidos no mercado, sendo que esse último é fortemente influenciado pela relação entre consumo e demanda.

4.3.1.2 Componente da Transmissão

O sistema de transmissão está estimado em 1,67 milhões de quilômetros de extensão, sendo que o transporte em longa distância é feito pela extra-alta tensão (220.000 a 380.000 Volts); grandes regiões são servidas pela alta tensão (110.000 Volts); a distribuição regional é em média tensão (6.000 a 60.000 Volts) e as redes de baixa tensão (230 e 400 Volts), conforme apresentado na figura 3.2.

A extra-alta voltagem da rede de transmissão é operada por quatro companhias, que são: *E.ON Netz*, *RWE Transport-Netze Strom*, *Vattenfall Europe Transmission*, e *EnBW Transportnetze*. Essas empresas são ligadas as empresas de geração, por isso, são chamadas de companhias federais ou integradas, sendo responsáveis por pouco mais de 80 % da capacidade de geração de eletricidade doméstica.

4.3.1.3 Componente de Marketing e de Medição

São os custos referentes aos serviços de medição e de comunicação da energia elétrica consumida, obviamente tais componentes é a que apresenta menores valores em relação à tarifa toda.

4.3.1.4 Componente do Imposto de Eletricidade

Esse imposto foi definido pela Reforma Fiscal Ecológica estabelecida em 1999 e tem como objetivo de fornecer estímulos ao uso eficiente de energia, utilizar energias renováveis.

Cabe dizer que as plantas de geração com capacidade nominal de até 2 MW é isento desse imposto, desde que tais “fábricas” sejam de co-geração e que contribuam com a geração descentralizada.

4.3.1.5 Componente do Valor adicionado ao Imposto

É uma taxa adicionada à tarifa que faz uma contribuição aos cofres federal para o financiamento de despesas do governo federal.

4.3.1.6 Componente da Concessão

Essa componente está relacionada ao pedágio em que os fornecedores de energia devem pagar as autoridades locais, para que seja liberado o uso dos espaços públicos. Tais fornecedores repassam esses valores aos consumidores, entretanto, os não-tarifários não pagam essa taxa em suas tarifas.

4.3.1.7 Componente da Lei de Co-Geração e aproveitamento térmico (WKKG)

Sabe-se que entre 45 e 60% é o percentual perdido em forma de calor em grandes plantas térmicas. Ao utilizar a co-geração, tais valores diminuem consideravelmente, nesse sentido, há um estímulo para o uso de fontes de co-geração e de aproveitamento térmico.

Entretanto, a energia injetada na rede a partir da co-geração é mais cara em relação à energia das grandes centrais termelétricas, nesse contexto, essa componente da tarifa é devido aos subsídios aplicados às fontes de co-geração conectadas à rede elétrica.

Essa lei definiu que as empresas concessionárias deveriam comprar a energia gerada por essas fontes (co-geração). Sabe-se que até 2006, o total pago pelas concessionárias às centrais de co-geração foi estimado em 787 milhões de Euros.

4.3.1.8 Componente da Lei das fontes de Energia Renovável (EEG)

Essa lei obriga que as concessionárias de energia elétrica devam comprar a energia gerada e injetada na rede, proveniente de fontes solar, eólica, biomassa, entre outros.

Criada em 2000, sofreu a primeira revisão abrangente em 2004. Sabe-se que atualmente há um processo de revisão em andamento no parlamento alemão, devido os últimos relatórios enviados e analisados para o corpo parlamentar.

Os principais objetivos dessa lei são: o desenvolvimento sustentável da provisão de energia, mitigação de alterações climáticas, conservação e proteção da natureza e meio-ambiente; aumento da confiança da energia fornecida, diminuindo a importação desse bem, além disso, fazendo a redução do uso de combustíveis fósseis; desenvolvimento tecnológico no campo das energias renováveis.

4.3.1.9 O impacto dos custos e o aumento da tarifa

No ano de 2007 foi estimado um total de 87.500 GWh de energia proveniente de fontes renováveis, aproximadamente 14 % do total consumido. Deste total, 67.100 GWh (pouco menos de 11 % do total consumido) recebeu remuneração através da EEG.

A remuneração média do mix de tecnologias da EEG foi em média de 11,4 centavos de euros, além disso, o total repassado aos responsáveis pela geração foi estimado em 7,9 bilhões de Euros (BMU, 2008a).

De acordo com a tabela 4.3, é possível verificar o custo mensal estimado de uma conta de energia de uma residência que consome 3500 kWh/ ano.

Tabela 4.3: A Conta de Energia Elétrica em uma residência que consome 3500 kWh/ ano de 2000 a 2007

	2000	2002	2004	2005	2006	2007
Conta Mensal de Eletricidade (Euros/ kWh)	40,67	46,99	52,48	54,23	56,63	60,31
Componentes						
Geração, Transmissão e Marketing	25,15	28,32	31,56	32,73	34,53	35,70
EEG	0,58	1,02	1,58	1,84	2,20	2,94
KWKG	0,38	0,73	0,91	0,99	0,90	0,85
Concessão de Carga	5,22	5,22	5,22	5,22	5,22	5,22
Imposto de Eletricidade	3,73	5,22	5,97	5,97	5,97	5,97
Valor adicionado ao imposto	5,61	6,48	7,24	7,48	7,81	9,63

Fonte: BMU, 2008a.

A partir da tabela 4.3 é possível constatar que o percentual da EEG na conta de uma residência comum é muito pequeno em relação aos outros componentes da conta. O aumento da tarifa da EEG está relacionando ao crescimento significativo nos sistemas instalados e cobertos pela lei.

Obviamente, a maior discussão quanto ao custo na tarifa da EEG está no fato de que esse valor acrescentado na conta de energia elétrica é relacionado ao subsídio de apenas 11 % da geração de energia elétrica que é coberto pela lei (dados de 2007).

Se supusermos que o crescimento dessa tarifa da EEG seja linear e que até 2010 busca-se atingir 20 % de fontes renováveis na geração de energia elétrica, o custo da EEG na

conta de energia elétrica de uma residência típica será em torno de 4 Euros por mês, o que nesse cenário, abriria margens ainda maiores para especulações quanto à esse valor.

4.3.1.10 Lei das Fontes de Energia Renovável

A lei que incentiva o uso de Fontes de Energia Renovável no setor elétrico alemão (em inglês, *Renewable Energy Sources Act*; em alemão, *Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG*), foi instituída em 29 de Março de 2000, pelo setor Ministério do Ambiente, Conservação da Natureza e da Segurança Nuclear (em inglês, *The Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety*; em alemão, *Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit – BMU*).

Segundo o próprio documento, tal lei substituiu a lei anterior *Electricity Feed Act* (em alemão, *Stromeinspeisungsgesetz*) que apresentava uma série de dificuldades, como por exemplo, o crescimento da produção de “energia verde” para além dos 5% previamente definidos, bem como, pela falta de planejamento e segurança dos investimentos (Não será dada maior atenção à essa lei que antecedeu o EEG por não se tratar do escopo do presente item, entretanto, aconselha-se a leitura do item 3.4.2 da tese de Costa (2006), onde a autora faz uma descrição mais detalhada dos problemas ocorridos na antiga lei).

A EEG garante que para as fontes de energia renovável à base de biomassa, biogás, geotérmica, eólica e radiação solar ao vender energia elétrica para as concessionárias (tais empresas são obrigadas à comprar tal suprimento), recebam por uma tarifa prêmio fixa por um período de 20 anos após a instalação.

No contexto tarifário, a lei garante que haja um sistema de equalização tarifária por todo território alemão, com o intuito de promover a distribuição dos custos de reembolso entre os consumidores finais, obrigando com que as empresas façam um esquema de cálculo que balanceie tais custos entre as diferentes empresas distribuidoras.

No contexto da Energia Solar, a lei se aplica a Sistemas com Potência Instalada até 5 MW. A compensação paga aos era na ordem de 50,62 centavos de Euros/ kWh, sendo que em 1 de Janeiro de 2002, tal valor sofrera redução de 5%. Os sistemas cobertos pelo mecanismo serão aqueles instalados até 31 de Dezembro do ano em que completar a Potência FV Instalada de 350 MW. O limite de Potência Instalada foi alcançado no Verão de 2003, através do programa “100.000 telhados Fotovoltaicos” (em inglês, *100.000 Roofs Photovoltaic Programme*).

Em 21 de Julho de 2004 é instituída uma emenda de lei que visa a alteração da EEG-2000. Tal alteração “afeta” algumas mudanças no que diz respeito às tarifas de sistemas fotovoltaicos.

São instituídos três grupos de remuneração relacionado à Potência Instalada de Sistemas fixados ou construídos nos topo de Edifícios. Para os sistemas até 30 kW a remuneração fixa é de 57,4 centavos de Euros; para os sistemas entre 30 kW a 100 kW a remuneração fixa é de 54,6 cents de Euros; para os sistemas maiores que 100 kW o pagamento fixo é de 54 cents de Euros. Para sistemas instalados em fachadas, receberão um adicional de 5% ao valor de remuneração fixa.

Ainda de acordo com a alteração de 2004, se a instalação não estiver integrada na fachada ou no telhado, só será coberto pelo incentivo se os sistemas instalados estiverem em terrenos legalmente enquadrados no plano local de desenvolvimento, acerca do código de construção. Tal disposição visa assegurar que os Sistemas não sejam instalados em terras ecologicamente sensíveis.

À partir de 1 de janeiro de 2005, o decréscimo anual para novas instalações foi fixado em 5%, porém, para sistemas não integrados na fachada ou no telhado de um a edificação ou em barreiras de som, a taxa de queda será de 6,5% à partir de 1 de janeiro de 2006.

4.4 Legislações e Incentivos destinados à promoção dos SFCR no Brasil

Assim como já apresentado nessa dissertação, para que se torne viável economicamente a implantação de SFCR, apontam-se a necessidade de criação de incentivos financeiros, fiscais e creditícios à indústria fotovoltaica, bem como à compra dos sistemas (incentivo à potência instalada) e a energia elétrica injetada na rede elétrica de baixa tensão (incentivo à energia).

Embora ainda haja incipienteza dessa tecnologia na matriz elétrica e a inexistência de incentivos, há algumas ações que apontam para a mudança desse cenário. Há o Estudo Prospectivo em Silício e Energia Solar Fotovoltaica, que apresenta recomendações apoiadas na experiência de especialista dos âmbitos governamental, acadêmico e empresarial e, seu conteúdo, propõe subsidiar decisões com abrangência no horizonte de 2025.

Abaixo, são apresentadas algumas recomendações para o desenvolvimento de um mercado fotovoltaico apresentadas em CGEE (2009), que são:

- 1 Regulamentar a conexão de geradores fotovoltaicos à rede elétrica no país, e estabelecer os requisitos técnicos para a conexão, considerando a concessionária. Deve haver estímulo à criação de empresas prestadoras de serviços de instalação e manutenção, além do estabelecimento de programas de longo prazo em P&D industrial.
- 2 Estabelecer leis de incentivo, a exemplo de outros países, tais como *feed-in-tariff* e *Solar Roof Program*. Incentivar o estabelecimento de fábricas de células solares e módulos fotovoltaicos com financiamentos favoráveis.
- 3 Elaborar um programa nacional de democratização da renda a partir da geração de energia fotovoltaica dos sistemas conectados à rede, utilizando recursos existentes no setor elétrico, como o Procel (Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica), e no setor de derivados de petróleo, como a CIDE (Contribuição de Intervenção no Domínio Econômico), por exemplo.
- 4 Lançar uma campanha de divulgação e marketing, para ganhar o suporte da opinião pública, e criar um portal na internet para oferta de cursos online e divulgação de informação para instaladores, prestadores de serviços, fabricantes, agentes financiadores e potenciais usuários, além de espaço para ofertas de produtos e serviços, divulgação de trabalhos técnicos, eventos, etc.

Obviamente, essas recomendações tendem a não serem alcançadas em curto prazo, uma vez que estabelecem relações entre diversos agentes da sociedade, principalmente entre o governo, a academia e a indústria.

Quanto às ações de políticas energéticas relacionadas aos SFCR, em 26 de Novembro de 2008, através da portaria nº 36, o secretário de planejamento e desenvolvimento energético no uso de sua atribuição, resolve:

Art. 1º Criar Grupo de Trabalho de Geração Distribuída com Sistemas Fotovoltaicos -GT-GDSF 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

demandas de energia e de promoção ambiental do País, em curto, médio e longo prazo.

De acordo com o Prof. Dr. Roberto Zilles (um dos membros do GT-GDSF), em comunicação pessoal, o relatório final foi aprovado pelo Grupo de Trabalho em Março de 2010. A publicação e apresentação oficial será realizada pelo Ministério de Minas e Energia a partir de Agosto de 2010.

CAPÍTULO 5 – CENÁRIOS PROPOSTOS DE MECANISMOS DE INCENTIVO

5.1 Introdução

Conforme descrito no capítulo 4, para se alcançar a viabilidade econômica de algumas fontes de energia renovável uma das formas é a adoção de mecanismos de incentivo, isso porque, o custo de fabricação, implantação de algumas tecnologias (eólica, fotovoltaica, células a combustível entre outras) e respectivo custo da energia gerada ainda é considerado elevado quando comparados aos custos das fontes convencionais (usinas termelétricas e hidroelétricas).

Cervantes Rodríguez (2002), Oliveira (2002), ISES (2005) e Costa (2006), discorreram sobre a necessidade da criação de mecanismos de incentivo financeiros, fiscais e tributários para a inserção de SFCR. De acordo com IEA (2009a), recentemente tem-se notado o crescimento e o sucesso de tais medidas em diversos países, como visto através do *Photovoltaic Power System Programme* da Agência Internacional de Energia.

Dentre os principais mecanismos, o modelo de *Feed-in Tariffs (FiT)* tem alcançado melhores resultados, quanto ao estímulo na criação e no crescimento de mercados fotovoltaicos e no aumento da potência instalada (contribuindo com o *mix* de tecnologias de um determinado setor elétrico). Em paralelo ao *FiT*, alguns setores adotam incentivos à Potência Instalada através de subsídios financeiros, com o intuito de viabilizar financeiramente a aquisição de tecnologias por parte de pequenos produtores.

Como apresentado anteriormente, no presente capítulo, pretende-se apresentar três cenários de mecanismos de incentivo financeiros aos SFCR como Geradores Distribuídos.

Os mecanismos aqui apresentados consideram incentivos à energia gerada (através das tarifas prêmio), incentivos à potência instalada (ao subsidiar a aquisição de equipamentos), e incentivos mistos (tanto à energia gerada quanto à potência instalada).

O incentivo à energia gerada realizado através do pagamento de uma tarifa prêmio se faz necessário uma vez que o preço da tarifa convencional, que pagaria a energia injetada na rede, não cobre os custos com a instalação e manutenção dos SFCR, não obtendo o retorno do investimento em um período menor ou igual ao tempo de vida útil do sistema.

No tocante ao subsídio à potência instalada, tornam-se interessante devido os custos elevados com a compra dos SFCR onde o investimento inicial não seria atrativo aos produtores independentes, nesse contexto oferecer um incentivo que consiga arcar com parte dos investimentos, também abre a possibilidade de atrair pequenos investidores.

Para a efetividade de um Mecanismo de Incentivo, se faz necessário o apoio entre os diversos agentes envolvidos, assim como, conhecer com clareza a interação entre cada um deles.

De acordo com o apresentado por Cervantes Rodrigues (2002), Oliveira (2002), ISES (2005) e Costa (2006), o sucesso e a reprodutibilidade de um mecanismo de incentivo dependerão da coerência, clareza e transparência de como será estruturado, além disso, do interesse e capacidade política para implementação de modelos políticos isonômicos, caso contrário, a falta de motivação e interesse tenderá a prejudicar seu desenvolvimento. Embora tais aspectos sejam importantes, não serão tratados detalhadamente, pois não é esse o escopo dessa dissertação, entretanto, servirão como linha condutora para a proposta apresentada.

Estruturar um mecanismo não é uma tarefa trivial devido à quantidade de agentes envolvidos (e de interesses distintos e muitas vezes conflitantes), que são: o Estado, setor elétrico, os consumidores de energia elétrica, as indústrias e as empresas de energia. A proposta aqui apresentada busca um mecanismo que não favoreça a um agente específico e sim, o setor elétrico brasileiro.

Considerou-se que a contribuição ao setor elétrico ocorrerá com a implantação de SFCR como opção tecnológica ao leque de fontes de geração de energia elétrica, através de incentivos que possam garantir a viabilidade econômica e consequentemente o interesse de investidores, para que seja alcançada assim uma maior participação na Potência Instalada.

Acredita-se que quanto maior for a Potência Fotovoltaica incentivada por um determinado mecanismo financeiro, surgirá um potencial para a formação de um mercado fotovoltaico brasileiro constituído por indústrias dos componentes dos sistemas, empresas de comercialização, instalação e manutenção, a criação de cursos (em nível técnico e superior), bem como, o recolhimento de impostos devido às atividades apresentadas.

Nesse contexto, é possível constatar que paralelo aos benefícios apresentados ao setor elétrico, surgem outros que poderão contribuir direta ou indiretamente na construção e efetivação do amadurecimento da tecnologia fotovoltaica.

Os modelos de mecanismo aqui apresentados são aqueles que obtiveram melhores resultados na experiência internacional, entretanto, para cada modelo foi elaborado um cenário específico considerando as características do setor elétrico brasileiro.

5.2 Condições de Contorno para os Cenários Propostos de Mecanismos de Incentivos

Foram consideradas algumas condições de contorno comum aos três cenários elaborados e que serão apresentados abaixo.

5.2.1 Abrangência do Mecanismo

Na presente dissertação, entende-se como abrangência do mecanismo a definição da localidade onde os sistemas serão instalados, podendo ser exclusivamente municipal (incentiva sistemas em apenas uma cidade), estadual (mecanismo que incentiva sistemas em um determinado estado) ou federal (incentiva sistemas em qualquer região do país).

A importância em se definir a abrangência de Mecanismos de Incentivo está ligada à necessidade de estruturar as ações entre os atores do setor elétrico quanto à quantidade de energia gerada ao longo do incentivo, assim como quanto ao repasse de custos aos consumidores do setor.

Na definição da abrangência de um mecanismo, algumas questões são levantadas, por exemplo: Uma vez que o custo da energia gerada é menor em regiões com maiores índices de irradiação, seria interessante priorizar a instalação desses sistemas em locais com maior disponibilidade do recurso primário?

Outra questão está relacionada quanto ao repasse dos custos envolvidos com o incentivo: Torna-se interessante aos usuários do setor elétrico, o repasse dos custos a todos os consumidores (unidades consumidoras) no âmbito federal, se o mecanismo cobrir apenas sistemas instalados em um determinado Estado ou ainda, em uma determinada Região? Se os sistemas estão interconectados na rede que compõe o sistema interligado nacional, mesmo os sistemas instalados em uma determinada Região e/ ou Estado, pode se afirmar que eles contribuirão para todo o setor elétrico?

O ponto central que antecede os cenários apresentados na presente dissertação está em comparar quais critérios serão utilizados e as possibilidades existentes para as abrangências. Há um número razoável de possibilidades em se definir a Abrangência de um Mecanismo de Incentivo, desde abrangências exclusivamente regionais a nacionais.

Dentre as possibilidades de abrangências regionais, seria a de incentivar sistemas instalados unicamente na região com maior disponibilidade do recurso primário (como exemplo, o Nordeste brasileiro), tendo como resultado uma maior produção de energia

elétrica (contribuição energética otimizada) e custos menores com a produção (contribuindo com a diminuição dos custos repassados aos usuários do setor).

Entretanto, a abrangência exclusiva de uma região exclui a possibilidade de produtores de outras regiões a investirem nos SFCR, além de evitar a dinamização dessa economia por todo o país, principalmente por concentrar numa região (no exemplo do Nordeste brasileiro) que tem como característica uma distribuição de renda e IDH menor em relação a outras regiões do país (como a região Sul e Sudeste), o que poderia implicar na falta de potenciais investidores.

Parece pouco interessante um mecanismo com abrangência regional entre Sul e Sudeste que, embora sejam as regiões com maiores distribuições de riqueza, apresentam índices de irradiação ainda menores em relação ao Nordeste, gerando assim menos energia.

Com o intuito de inserir os SFCR no setor elétrico brasileiro para contribuir com a demanda de energia elétrica do país, dinamizar uma nova economia ao criar um mercado fotovoltaico, estimulando a criação ou ampliação de pequenas empresas de instalação e indústrias fotovoltaicas, acredita-se que a melhor opção de um mecanismo de incentivo será aquele com abrangência nacional.

Nesse contexto, para os três modelos utilizados e apresentados em cada cenário, considera-se livre a instalação de SFCR em qualquer região do país, onde, para cada localidade haverá uma variação da energia fotogerada (devido à diferença da disponibilidade do recurso primário) e, consequentemente, uma variação nos custos dessa energia.

Serão utilizados dados das cinco regiões do país (Centro-Oeste – CO; Nordeste – NE; Norte – N; Sudeste – SE; Sul – S) como referência para o cálculo da potência instalada e coberta pelos incentivos modelados. Como na presente dissertação não foram considerados estudos de caso, optou-se em utilizar valores médios de cada região, encontrados na literatura referenciada.

Em relação aos custos com a compra da energia através de uma tarifa prêmio ou ainda através do subsídio à compra dos sistemas, serão apresentados no decorrer desse capítulo os métodos propostos para que se obtenha tais cifras ao longo da vigência do mecanismo de cada cenário. Além disso, a apresentação da reserva monetária necessária para os pagamentos dos sistemas cobertos pelo incentivo, de tal forma que se consiga alcançar o equilíbrio econômico-financeiro do mecanismo.

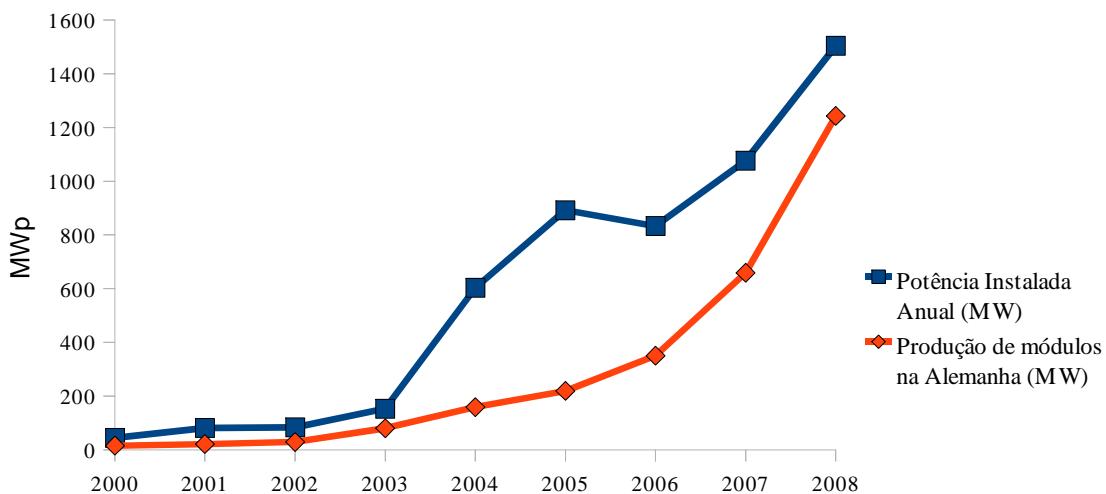
5.2.2 Potência Fotovoltaica Instalada

Acredita-se que seja necessário dinamizar e incentivar o mercado fotovoltaico, através da instalação e implementação de indústrias nacionais, nesse sentido, se faz necessário que qualquer mecanismo proposto garanta um mercado capaz de estabelecer um horizonte de potência instalada no período de vigência do mecanismo, para que os investidores tenham “garantias” capazes de estimular o investimento nesta área.

Tal condição, é semelhante ao que ocorreu ao longo dos anos nas principais indústrias fotovoltaicas a medida que os países aumentaram os incentivos à tecnologia, possibilitando um horizonte mais amplo de investimentos nesse segmento industrial, consequentemente, a dinamização da economia, devido a maior geração de empregos e recolhimentos de impostos.

Como ocorreu na Alemanha entre 2000 e 2008 com as indústrias de módulos fotovoltaicos, apresentado através do gráfico 5.1.

Gráfico 5.1: A produção de módulos fotovoltaicos e a potência instalada anual entre 2000 e 2008 na Alemanha. Fonte: BSW-Solar, 2009.



É possível verificar o crescimento tanto da potência instalada, quanto da produção de módulos ao longo dos anos. Entretanto, devido o superaquecimento do mercado fotovoltaico alemão (principalmente entre 2003 e 2006), o setor tornou-se dependente da importação de painéis.

No contexto brasileiro, da atual inexistência de indústrias fotovoltaicas em escala comercial, principalmente no que diz respeito à produção de módulos e inversores, com a futura implantação de um mecanismo de incentivo (independentemente do modelo adotado), as ofertas iniciais de módulos/inversores serão supridas pelos mercados estrangeiros,

entretanto, espera-se que com o passar do tempo, a oferta seja suprida pelo mercado fotovoltaico brasileiro, visando o amadurecimento e a dinamização desse segmento.

O que se espera é que com um mecanismo de incentivo que consiga subsidiar uma significativa potência instalada(frente ao atual panorama), seja possível fixar índices de nacionalização aos sistemas, o que fortaleceria ainda mais a criação de um mercado fotovoltaico brasileiro mais amplo, com um horizonte maior de investimentos na indústria.

Na presente dissertação foram considerados SFCR como GD os sistemas com uma potência instalada de até 75 kWp, baseado na discussão apresentada por Lora e Haddad (2006), que consideraram para tal limite as instalações em rede secundária, sendo que entre as faixas de 30 a 75 kWp poderão ser interconectadas na Média Tensão, dependo da aprovação dos projetos via concessionária. Para sistemas com potências maiores do que o limite máximo aqui estabelecido, a conexão deve ser feita na Alta Tensão.

Além disso, o limite considerado está associado ao fato de que se espera que um mecanismo, possa incentivar um número elevado de sistemas distribuídos ao longo do país, nesse sentido, o limite inviabiliza sistemas com potências instaladas significativas (que descaracterizaria a Geração Distribuída conforme definida no capítulo 2) e que recebam quantias maiores de incentivo, o que tornaria o fundo com pouca capacidade de distribuição de incentivos.

5.2.3 Fundo Monetário

Independentemente do modelo de incentivo adotado, se faz necessário estabelecer a fonte de financiamento ou o fundo monetário utilizado para incentivar a utilização dos SFCR.

Geralmente, os Fundos Monetários utilizados para incentivar novas tecnologias através de Programas de Incentivo, provêm de setores públicos no âmbito federal, estadual ou municipal. Tais fundos podem ser captados através de encargos setoriais advindos de contas de consumo pagas pelos usuários (no caso do setor elétrico, os encargos estão imbuídos na tarifa de energia elétrica), ou ainda, financiados a fundo perdido.

No contexto do setor elétrico, de acordo com a ANEEL (2008), os encargos setoriais são custos inseridos sobre o valor de energia elétrica, como forma de subsídio, para desenvolver e financiar programas do setor elétrico definidos pelo Governo Federal.

Ainda, segundo a ANEEL (2008), cada encargo tem sua finalidade, como a de incentivar o uso de fontes alternativas, a de contribuir com a universalização do serviço de energia elétrica, ou ainda, a de prover recursos para o funcionamento do órgão regulador.

Seus valores são estabelecidos por Resoluções ou Despachos da Aneel, para efeito de recolhimento pelas concessionárias dos montantes cobrados dos consumidores por meio das tarifas de energia elétrica.

No âmbito de financiamentos a fundo perdido, o governo Federal ou ainda os governos Estaduais ou Municipais, criam programas que subsidiam determinado percentual do valor do sistema/ empreendimento, sem que o usuário (do recurso) pague diretamente por esse financiamento, entretanto, para tal financiamento não há perspectiva de retorno direto do investimento por parte dos governos.

Para os cenários apresentados na presente dissertação, o Fundo Monetário que incentivará tanto à compra de sistemas quanto à energia fotogerada, será criado através dos encargos setoriais já existentes do setor elétrico, de tal maneira que não será necessário a criação de novos tributos, o que implicaria na reformulação da composição tarifária e possivelmente o aumento das tarifas de energia elétrica.

Na tabela 5.1 são apresentados os encargos setoriais presentes na parcela B da tarifa de energia elétrica, bem como onde e para que são aplicados, conforme apresentado no Atlas de Energia Elétrica publicado pela ANEEL (2008).

Tabela 5.1: Os custos dos encargos setoriais que compuseram as tarifas de energia elétrica em 2007

Encargo	Finalidade	Bilhões de R\$
CCC - Conta de Consumo de Combustíveis	Subsidiar a geração térmica na região Norte	2,871
CDE - Conta de Desenvolvimento Energético	Propiciar o desenvolvimento energético; promover a universalização do serviço de energia e subsidiar as tarifas da subclasse residencial Baixa renda	2,470
RGR - Reserva Global de Reversão	Indenizar ativos vinculados à concessão e fomentar a expansão do setor elétrico.	1,317
CFURH - Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	Compensar financeiramente o uso da água e terras produtivas para fins de geração de energia elétrica.	1,244
P & D - Pesquisa e Desenvolvimento Eficiencia Energética	Promover pesquisas científicas e tecnológicas relacionadas à eletricidade e ao uso sustentável dos recursos naturais.	0,667
PROINFA	Subsidiar as fontes Alternativas	0,635
TFSEE – Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica	Prover recursos para o funcionamento da ANEEL	0,327
ESS – Encargos de Serviços do Sistema	Subsidiar a manutenção da confiabilidade e estabilidade do SIN	0,086
Total:		9,617

Fonte: ANEEL, 2008.

No que tange o desenvolvimento e a promoção de fontes renováveis de energia, é possível constatar que há apenas um encargo específico que é o Proinfa. Dentro da perspectiva de desenvolvimento e expansão da matriz energética, há o encargo referente à Conta de Desenvolvimento Energético e, mais precisamente à expansão do setor elétrico, há o encargo referente à Reserva Global de Reversão.

Ao utilizar os recursos financeiros recolhidos pelos encargos setoriais, serão utilizados aqueles que beneficiam:

1. O desenvolvimento da matriz energética;
2. A expansão do setor elétrico;
3. As fontes alternativas de energia elétrica;

Os encargos escolhidos para a composição do Fundo Monetário utilizado nos cenários que serão apresentados na presente dissertação, conforme as finalidades apresentadas na tabela 5.1, serão: o CDE, o RGR e o PROINFA.

A escolha dos encargos pela finalidade, se deu pelo motivo de acreditar que o estímulo ao crescimento da potência fotovoltaica instalada contribuirá com o desenvolvimento da matriz energética (mais precisamente a matriz elétrica), e ainda, com o passar do tempo, tais sistemas contribuam com a expansão do setor elétrico.

Outro ponto a ser considerado para a escolha de determinados encargos setoriais está relacionado ao término de programas de incentivo beneficiados por esses encargos. Como exemplo, o uso do programa Luz para Todos, que é beneficiado por fundos compostos pelos encargos CDE e RGR; e o Programa de Incentivo as Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA, que é beneficiado por um encargo setorial específico a esse programa.

Embora o objetivo do programa Luz para Todos (que é a universalização dos serviços de energia elétrica), não tenha nenhuma relação direta com a proposta aqui apresentada, é de conhecimento que o término está previsto para final de 2010, nesse contexto, o setor elétrico preencheria pelos 10 anos subsequentes (período de vigência dos mecanismos propostos), a lacuna que esse programa abrirá ao término do incentivo atual.

De acordo com o MME, o capital investido pelo Governo Federal no programa Luz para Todos, durante a meta inicial (período de 2003 a 2008), foi na ordem de R\$ 1,8 bilhões/anuais. Considerando o mesmo investimento, projeta-se para os dez anos do mecanismo um investimento de ordem de R\$ 18 bilhões.

No âmbito do Proinfa, de acordo com o MME, tal programa terá seu prazo final em 30 de dezembro de 2010, nesse contexto, a presente proposta utilizará os recursos financeiros da continuação desse programa.

No contexto do recurso financeiro advindo do recolhimento dos encargos setoriais, conforme ANEEL (2008), em 2007, o total recolhido pelos encargos foi na ordem de R\$ 9,5 bilhões, onde desse montante, R\$ 2,3 bilhões provenientes do CDE, R\$ 1,3 bilhões do RGR e R\$ 637,7 milhões provenientes do Proinfa.

Os encargos recolhidos referentes ao CDE e o RGR, em 2007, somaram R\$ 3,6 bilhões, então estima-se que aproximadamente 50% dos recursos captados pelos dois encargos foram destinados ao programa Luz para Todos (considerando um gasto anual de R\$ 1,8 bilhões conforme apresentado anteriormente).

Então, nos cenários propostos, será considerado ao longo do período de vigência do mecanismo, o aporte anual de R\$ 2,4 bilhões, valor que representa a somatória dos três encargos.

Embora os recursos financeiros recolhidos através dos encargos setoriais apresentem uma tendência de crescimento ao longo dos anos devido ao aumento das Tarifas de Energia Elétrica, optou-se em não reajustar o valor desse Fundo, pois assim com o decorrer dos anos do período de vigência, o aporte financeiro aos mecanismos será menor em relação ao total recolhido pelos encargos, sendo possível assim com a diferença de valores o estímulo a outros programas.

A possibilidade em se adotar a criação de um novo encargo específico à criação de um Fundo destinado ao incentivo aos SFCR foi desconsiderada, pois não será necessária a mudança da atual estrutura tarifária, além disso, acreditou-se que “aproveitar” a lacuna criada após términos dos programas acima apresentados, não recorreria ao erro de onerar ainda mais as tarifas de energia elétricas que receberiam acréscimos do novo encargo somados aqueles já existentes.

5.2.4 Custos dos SFCR

Para o ano inicial, será considerado o custo de 7,93 US\$/ Wp, de acordo com Benedito (2009). Cabe discutir que esse valor foi obtido para a importação direta dos componentes do sistema acrescidos da tributação brasileira.

Na tabela 5.2, é apresentado o Custo de Capital dos componentes e o Custo Total dos SFCR.

Tabela 5.2: Custo de Capital de SFCR com equipamentos importados.

Componentes do Sistema	Custo (US\$/ Wp)
Módulos e Inversores	4,33
Sustentação, fiação e mão de obra	3,60
Total (US\$/Wp)	7,93

Fonte: Benedito (2009)

Segundo Benedito (2009), foram considerados nacionais os serviços e produtos correspondentes à sustentação, fiação e mão de obra, perfazendo 45% do valor total apresentado pelo autor.

Para os cenários modelados na presente dissertação, será considerado o câmbio de R\$ 2,00 por dólar norte-americano, nesse sentido, o valor inicial do investimento será de R\$ 15,86/ Wp.

Estabeleceu-se uma taxa de decréscimo anual no custo dos sistemas de 5%. Esse percentual foi estabelecido, considerando que os custos de novos sistemas poderão sofrer os mesmos decréscimos anuais, uma vez que a curva de aprendizado da tecnologia FV apresenta o mesmo percentual (SALAMONI, 2009).

5.2.5 Índices de produtividade dos SFCR

Como dito anteriormente, não foram considerados estudos de caso na presente dissertação, por esse motivo, não há como obter valores específicos do Fator de Capacidade e da Produtividade Final de um ou mais sistemas especificamente considerados em cada região do país.

Nesse contexto, foram considerados valores encontrados na literatura, tanto para a produtividade final dos sistemas (considerado aqui como a energia entregue à carga), quanto para o fator de capacidade dos sistemas por região.

Para a produtividade final e o fator de capacidade de cada sistema por região, utilizou-se de aproximações aos valores apresentados por Oliveira (2002), Benedito (2009) e Salamoni (2009) e estão apresentados, respectivamente, nas tabelas 5.3 e 5.4.

Tabela 5.3: A estimativa da produtividade dos SFCR para cada região do país.

Região	Produtividade dos SFCR (kWh/ kWp)
Centro-Oeste	1460
Nordeste	1580
Norte	1500
Sudeste	1300
Sul	1250

Tabela 5.4: O Fator de Capacidade estimado para cada região do país.

Região	Fator de Capacidade
Centro-Oeste	16,6 %
Nordeste	18,1 %
Norte	17,1 %
Sudeste	14,8 %
Sul	14,2 %

5.3 Modelos de mecanismos adotados e os cenários propostos

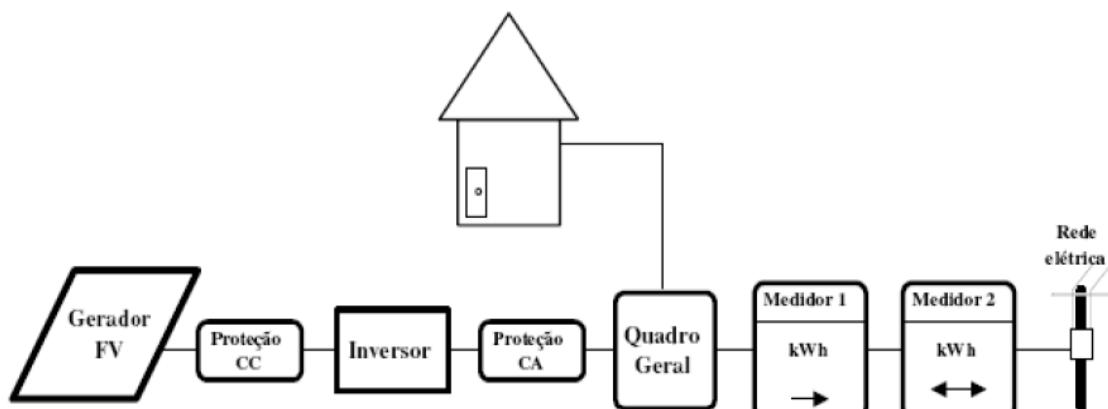
Como apresentado anteriormente, utilizou-se de três cenários de incentivo: o incentivo à potência (ou à aquisição dos sistemas); o incentivo à compra de energia; e o incentivo misto;

Para os três cenários considerou-se a figura do pequeno produtor de energia elétrica (PPEE) como o agente que fará aquisição dos sistemas e receberá pela energia vendida à operadora da rede de baixa tensão (concessionária de energia elétrica).

5.3.1 Cenário 1: Incentivo à Potência

No contexto de incentivo exclusivo à potência, a energia injetada na rede não recebe tarifas incentivadas, assim considera-se o modelo de *netmetering*, conforme a figura 5.1.

Figura 5.1: Ponto de conexão quando não há incentivo à energia gerada.



Fonte: Macêdo, 2006.

A energia gerada pelo SFCR e injetada na rede será contabilizada através do medidor 1 da figura 5.1.

Em cada região, a energia gerada e injetada na rede receberá o valor da tarifa de energia elétrica da área de concessão onde esteja instalado o SFCR. Fez-se o levantamento dos valores médios das tarifas de fornecimento da classe de consumo residencial, disponível no sítio eletrônico da ANEEL (01/2010) e esses valores estão apresentados na tabela 5.5.

Tabela 5.5: Médias dos valores das tarifas de fornecimento da classe de consumo residencial nas cinco regiões do país

Região	Tarifa Média – Out/ 2009 (R\$/ MWh)
Centro-Oeste	292,85
Nordeste	285,94
Norte	315,04
Sudeste	307,23
Sul	286,36
Média:	299,68

Fonte: Dados disponíveis no sítio eletrônico da ANEEL (01/2010)

Considerou-se uma taxa de crescimento anual das tarifas de 6%, conforme indicado em Benedito (2009), pois considerou essa taxa como sendo conservadora em relação ao valor da média encontrada entre 1997 a 2009 que foi na ordem de 8%.

Uma vez obtida a estimativa das tarifas que os geradores em *netmetering* receberão em cada região, adotou-se um critério específico ao presente cenário para encontrar a taxa de subsídio à Potência.

Fez-se um ajuste na equação 5 (apresentada no item 3.8), onde a variável C (cents R\$/ kWh) será a tarifa *netmetering* - T_{NM} (cents R\$/kWh) que corresponde a tarifa de fornecimento de uma determinada região, conforme apresentada abaixo:

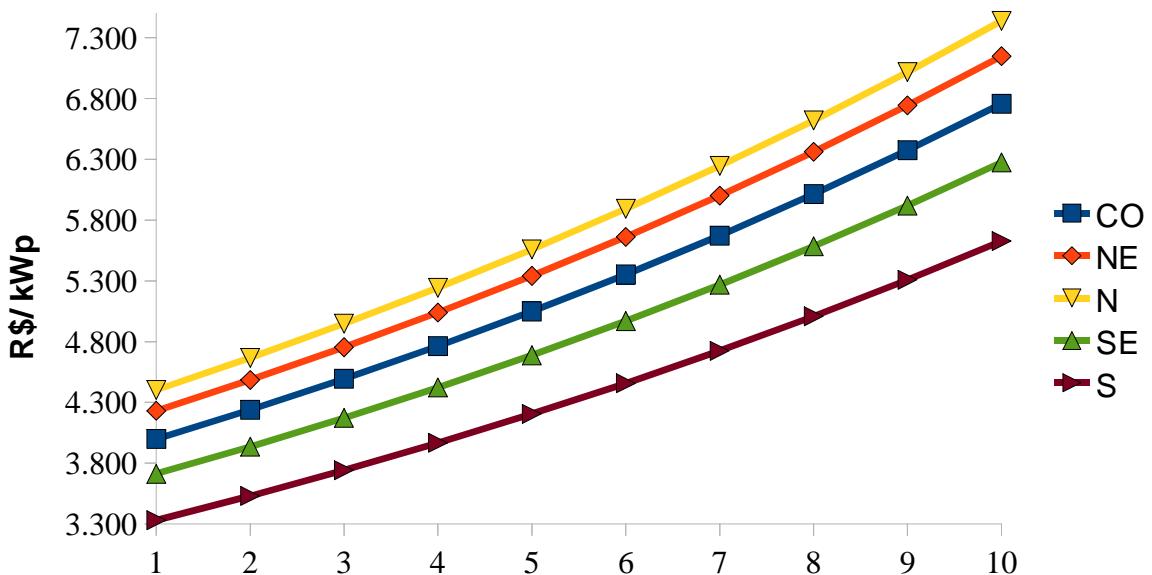
$$Inv = \frac{8760 \times FC \times T_{NM}}{\frac{r(1+r)^n}{(1+r)^n - 1} + OM} \quad (6)$$

A variável Inv que se pretende encontrar será o investimento inicial que o PPEE irá realizar para compra do sistema. O fator de capacidade (FC) será variável para cada região do país (de acordo com a tabela 5.4). A taxa anual de desconto (r) foi definida em 6%, por representar o rendimento aproximado caso o investidor aplicasse seu capital em títulos que

compõem a base das carteiras dos fundos de renda fixa (títulos da dívida pública da União). Para as taxas de custos de operação e manutenção (OM), foi fixado em 2%, entretanto, não foram considerados custos pelo uso do sistema de distribuição da concessionária de energia. Quanto ao tempo de retorno (n), considerou-se igual a 20 anos (período aqui estimado como tempo de vida útil do sistema) e T_{NM} será variável no tempo, calculada a partir da tabela 5.5.

Através do gráfico 5.2 é possível visualizar quanto os PPEE pagarão pela compra do SFCR instalados em cada ano.

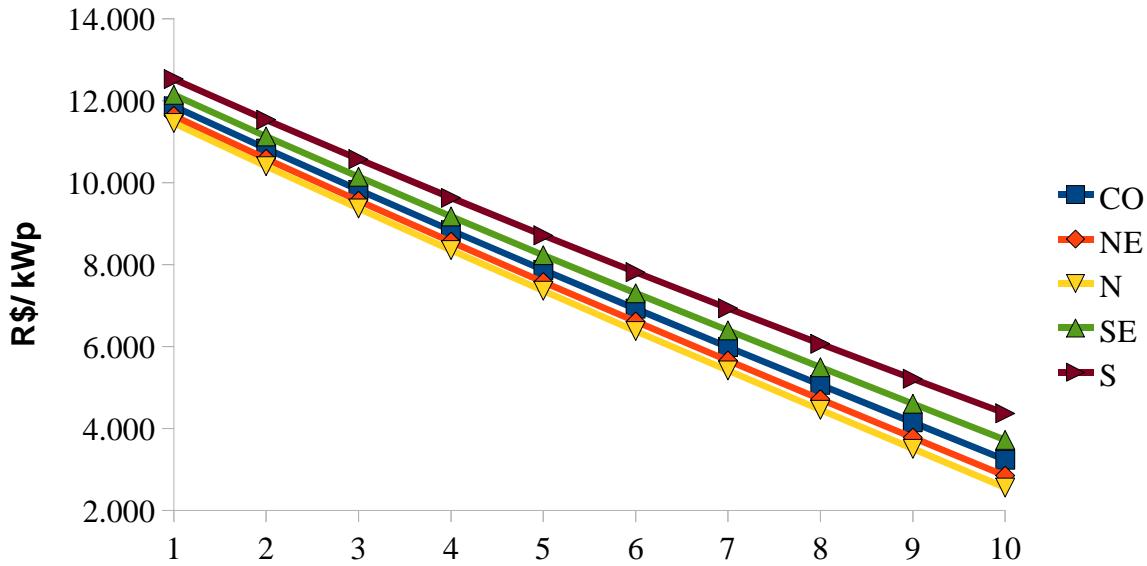
Gráfico 5.2: Investimento realizado pelos PPEE para a compra dos SFCR ao longo de dez anos – por região (subsídio à potência)



É possível verificar que os produtores das regiões Norte e Nordeste pagarão pelo maior investimento inicial, isso porque, são as regiões com os maiores valores de Fator de Capacidade.

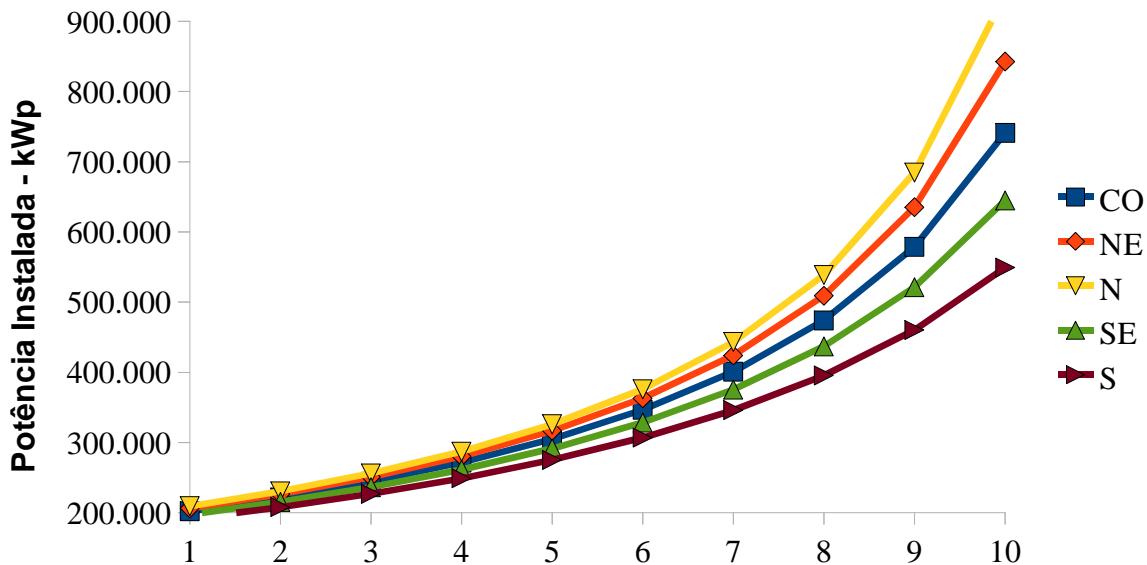
O valor subsidiado pelo Fundo Monetário será a diferença entre o custo do SFCR (para o primeiro ano foi considerado 15,86 R\$/ Wp) pelo valor do Inv obtido na equação 6, portanto, é possível constatar que para cada região do país haverá um custo específico para o fundo, isso porque, Inv é obtido em função da tarifa de fornecimento e do fator de capacidade. No gráfico 5.3, são apresentados os valores subsidiados pelo F.M ao longo dos dez anos.

Gráfico 5.3: Valor subsidiado pelo Fundo Monetário ao longo dos dez anos – por região.



Através dos valores obtidos e apresentados no gráfico 5.3 é possível obter a potência instalada incentivada pelo mecanismo, conforme apresentado no gráfico 5.4.

Gráfico 5.4: Potência instalada incentivada pelo mecanismo apresentado no cenário 1.



Ao analisar os gráficos 5.3 e 5.4 é possível constatar que nas regiões que o Fundo Monetário subsidiar os maiores valores, a potência incentivada será menor devido as variáveis fator de capacidade e tarifas de fornecimento.

Na tabela 5.6, são apresentadas as potências incentivadas ao longo do mecanismo, considerando o aporte total do fundo por região do país, como segue.

Tabela 5.6: A Potência Fotovoltaica Instalada ao longo dos dez anos – Incentivo à potência

Região	Potência Instalada (MWp)
Centro-Oeste	3786
Nordeste	4056
Norte	4291
Sudeste	3510
Sul	3210

Por ser um mecanismo de abrangência nacional ocorrerá à distribuição de sistemas instalados em diversas localidades do país, onde em um cenário real a potência instalada ao longo dos dez anos poderá representar valores distintos aos apresentados na tabela 5.6. Isso pode ocorrer devido às variações das tarifas de fornecimento, bem como, pela variação do fator de capacidade entre cada localidade.

5.3.2 Cenário 2: Incentivo à Energia

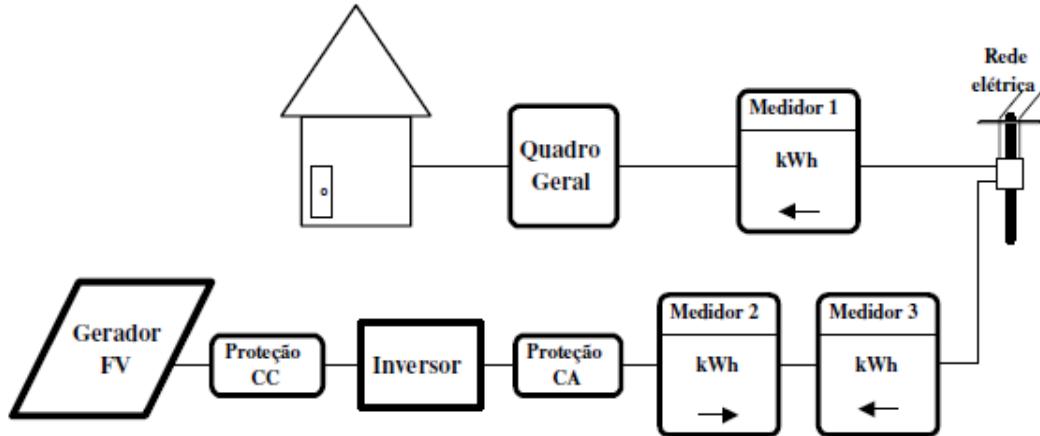
O cenário 2 modela um mecanismo que incentiva apenas a compra da energia gerada pelos SFCR, pagando aos produtores uma tarifa prêmio específica à esses sistemas.

A energia injetada na rede elétrica será adquirida pela empresa concessionária local. O produtor de energia elétrica receberá do setor no início de cada mês o valor referente a sua venda de energia através de uma tarifa prêmio (TP).

Essa tarifa é chamada de Prêmio, pois o seu valor será superior a tarifa de compra da energia elétrica da rede, isso porque, tal tarifa reflete os custos de produção e de implantação desses sistemas que são superiores quando comparados aos sistemas convencionais, somados a uma taxa (um prêmio) que possa garantir que o produtor independente consiga recuperar o investimento do sistema antes do término da vida útil desses, estimulando a compra desses sistemas ao obter significativa margem de lucro com sua produção.

No contexto do ponto de conexão, os sistemas instalados e cobertos pelo incentivo apresentado no presente cenário, deverão seguir o diagrama apresentado por Macedo (2006), apresentado na figura 5.2:

Figura 5.2: Ponto de conexão quando há incentivo à energia gerada.



Fonte: Macêdo, 2006.

De acordo com a figura 5.2, o SFCR instalado em uma edificação terá toda energia gerada entregue à rede elétrica, sendo registrado através do medidor 2 o total injetado na rede. Ao início de cada mês, o produtor receberá a quantia devida pela energia vendida à rede no mês anterior.

O valor da TP será calculado através da equação 5 (apresentada em 3.7), porém, o que caracterizará o prêmio adicional ao custo da energia, será o tempo de retorno do investimento (n) que, no presente cenário, será considerado igual a 10 anos (metade da vida útil dos sistemas).

Ainda de acordo com a equação 5, para a variável OM (custos de Operação e Manutenção), considerou-se a mesma taxa de 2% aplicada no cenário 1; a taxa anual de desconto em 6%. O valor da tarifa prêmio no ano inicial é apresentada na tabela 5.7.

Tabela 5.7: O valor da T.P nas cinco regiões do país no primeiro ano de vigência do incentivo à energia gerada

Região	T.P – ano 1 (R\$/ kWh)
Centro-Oeste	1,69
Nordeste	1,56
Norte	1,65
Sudeste	1,91
Sul	2,02

Para as variáveis acima definidas, a maior TP será na região Sul, na ordem de 2,02 R\$/ kWh e a menor será na região Nordeste, na ordem de 1,56 R\$/ kWh. O valor da T.P será distinta em cada região do país, isso porque, a equação considera o Fator de Capacidade de cada localidade.

O pequeno produtor que obtiver aprovação de seu SFCR pelo incentivo receberá o valor TP (definida no ano de instalação do seu sistema) durante os 10 anos subsequentes. Para os sistemas instalados nos anos posteriores, será utilizada a equação 7, apresentada por Salamoni (2009), conforme abaixo:

$$TP_{atual} = TP_{inicial} \times (1 - Rd)^{(Ano - 1)} \quad (7)$$

Onde,

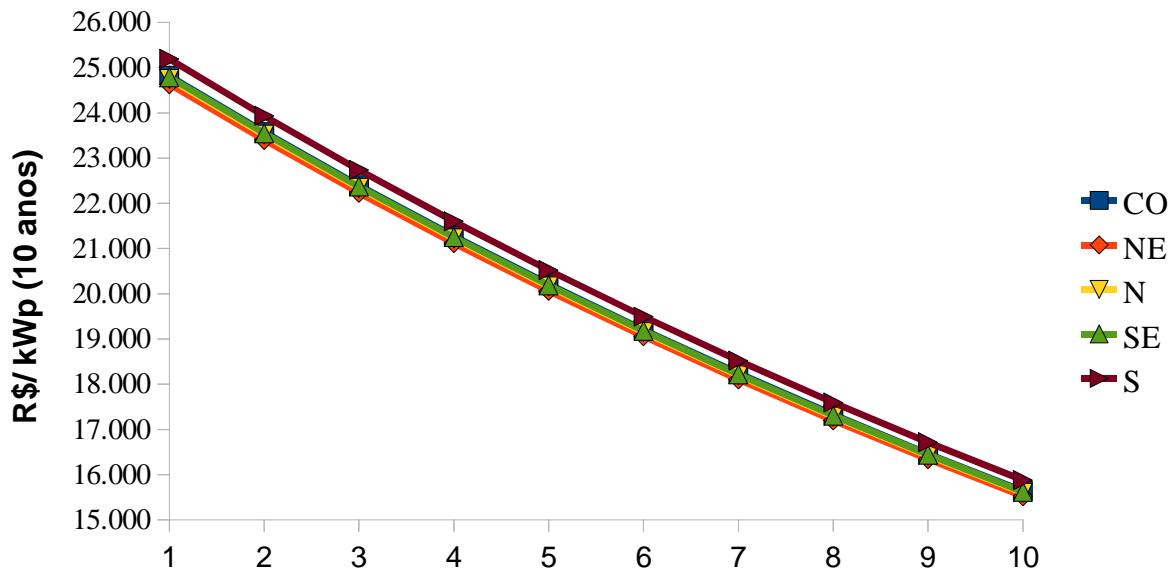
TP atual = tarifa prêmio correspondente ao ano em curso, em R\$/kWh;

TP inicial = tarifa prêmio correspondente ao primeiro ano do projeto, em R\$/kWh;

Rd = taxa de redução anual da tarifa prêmio para novas instalações = 5%;

Uma vez obtido os valores das tarifas e considerando a produtividade dos sistemas constante ao longo dos anos, é possível obter o montante recebido pela venda da energia gerada pelos sistemas instalados ao longo dos dez anos.

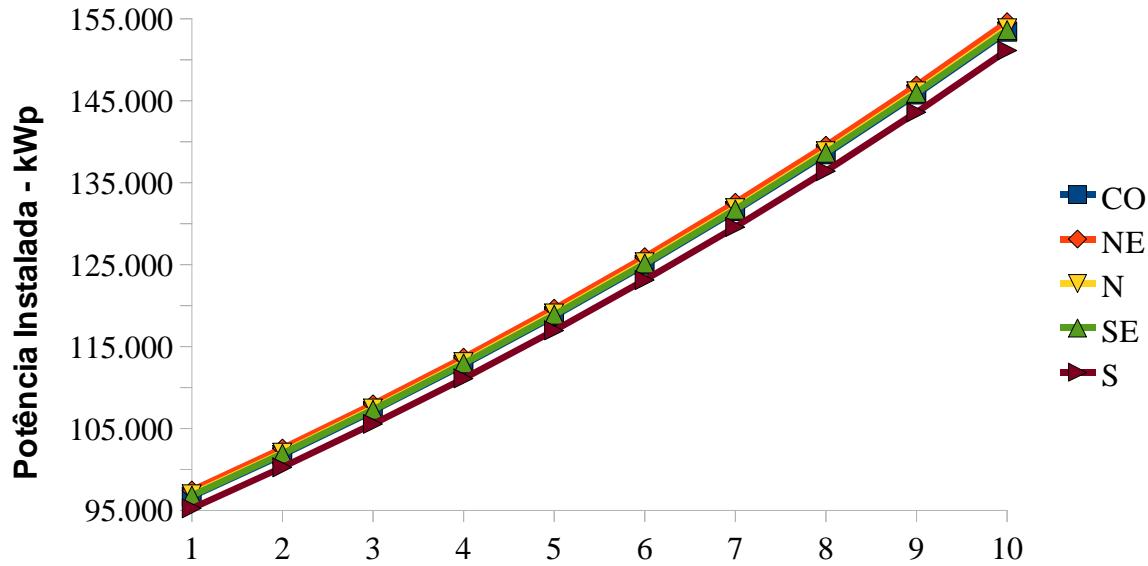
Gráfico 5.5: Montante pago ao PPEE pela energia gerada em dez anos – por região.



Através do gráfico 5.5, é possível constatar que na região Nordeste e Norte o custo com a compra da energia será menor devido aos bons índices de produtividade e o valor mais baixo da TP. Nesse contexto, alcançaria a maior potência instalada se fosse destinado todo fundo nessas regiões.

No gráfico 5.6, é apresentado o quanto de potência instalada o Fundo Monetário ao longo de dez anos conseguirá incentivar por região.

Gráfico 5.6: Potência instalada incentivada pelo mecanismo apresentado no cenário 2.



A partir dos valores obtidos e apresentados no gráfico 5.6, é possível verificar um perfil de potência instalada que o Fundo Monetário conseguirá incentivar ao longo dos dez anos de incentivo. Na tabela 5.8 é apresentada a potência total instalada ao longo dos dez anos por região.

Tabela 5.8: A Potência Fotovoltaica Instalada ao longo dos dez anos – Incentivo à Energia

Região	Potência Instalada (MWp)
Centro-Oeste	1231
Nordeste	1241
Norte	1235
Sudeste	1233
Sul	1213

5.3.3 Cenário 3: Incentivo Misto

No presente cenário, o incentivo será dado à aquisição dos sistemas e à compra da energia injetada na rede. Esse cenário considera que ao subsidiar parte do custo da compra dos sistemas, o PPEE será beneficiado devido o custo reduzido do investimento inicial. Além disso, o PPEE receberá por uma tarifa que é maior do que a tarifa de fornecimento da rede.

No que concerne o ponto de conexão do SFCR à rede, considerou-se o mesmo apresentado na figura 5.2, no item 5.3.2.

O subsídio à Potência aqui apresentado, considerar-se-á que para cada sistema adquirido o PPEE receberá por parte do Fundo Monetário uma subvenção de 45% do valor do investimento inicial.

A justificativa da escolha da taxa de subsídio à compra do sistema (45%) está associada ao custo inicial do SFCR no primeiro ano, considerando os valores apresentados na tabela 5.2, tal percentual corresponde ao custo com instalação, fiação e mão de obra, pois esses componentes são encontrados no mercado interno brasileiro, nesse sentido, seria uma forma de estimular o mercado interno garantindo a compra desses itens de empresas brasileiras.

Assim como nos dois cenários anteriormente apresentados, o custo inicial dos sistemas foi estabelecido em US\$ 15.860,00/ kWp. Nesse sentido, os PPEE contemplados no primeiro ano de vigência, pagarão por 55% desse valor o que corresponde na ordem de R\$ 8.723,00/ kWp.

No contexto da Tarifa Prêmio, o PPEE de cada região do país receberá uma tarifa específica que varia em função do fator de capacidade considerado para cada localidade. A variável n da equação será igual a 10 anos, por considerar o tempo de retorno do investimento na metade da vida útil.

O valor do Inv será igual ao 55% do custo inicial dos sistemas e isso se deve, pois se considerar o valor inicial (15,86 R\$/ Wp) para essa variável, o incentivo misto seria muito agressivo, uma vez que o Fundo incentivará a compra de sistemas e o pagamento de uma tarifa prêmio. Os valores obtidos para a T.P estão apresentados na tabela 5.9.

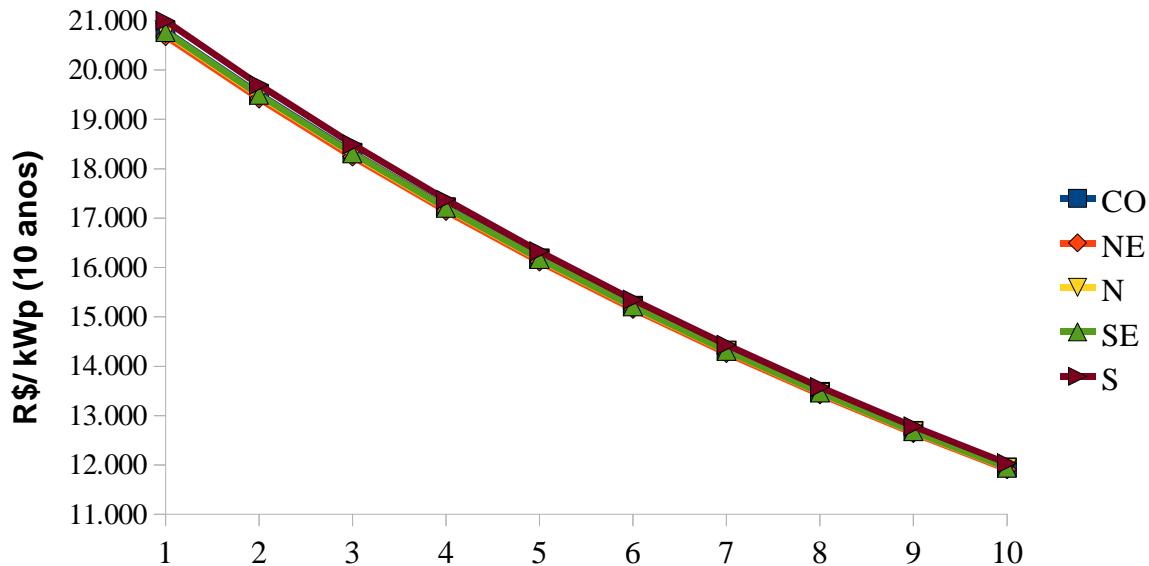
Cabe apresentar que no presente cenário, considerou uma taxa de regressão de 5% ao subsídio.

Tabela 5.9: O valor da T.P nas cinco regiões do país no primeiro ano de vigência do incentivo misto

Região	T.P – ano 1 (R\$/ kWh)
Centro-Oeste	0,93
Nordeste	0,86
Norte	0,90
Sudeste	1,05
Sul	1,11

Uma vez obtidos os valores das T.P e utilizando a estimativa de produtividade dos sistemas é possível obter o custo com o subsídio à potência e à compra da energia ao longo de dez anos em cada região do país, apresentado abaixo no gráfico 5.7:

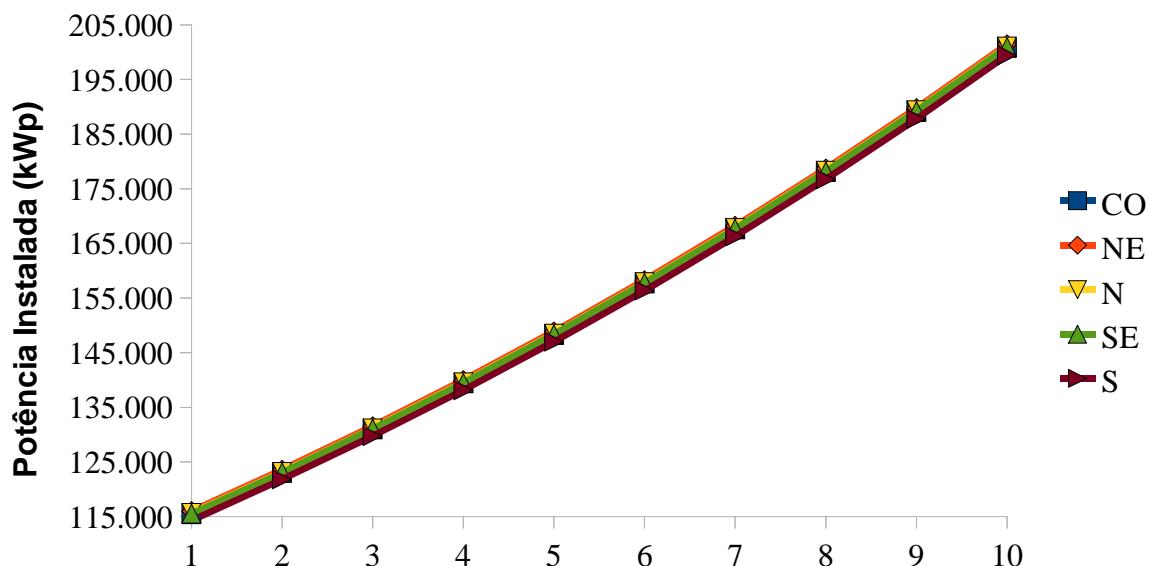
Gráfico 5.7: Montante pago ao PPEE pela energia gerada em dez anos e pelo subsídio à potência – por região – incentivo misto



O gráfico 5.7 demonstra o custo com o subsídio à potência e com a compra de toda energia vendida à rede por kWp ao longo de dez anos.

O maior custo de subsídio está na região Sul, isso porque, o Fator de Capacidade é menor em relação as demais regiões. No gráfico 5.8, são apresentadas as potências instaladas, considerando todo aporte do fundo monetário por região.

Gráfico 5.8: A Potência Total Instalada em função da região com o aporte total do Fundo Monetário – Incentivo Misto



Através do gráfico 5.8 é possível constatar que no cenário 3 o perfil da potência instalada é crescente, assim como ocorreu no cenário 2 onde apenas a energia era incentivada. Na prática, assim como nos cenários anteriores, a Potência Instalada anual deverá ocupar uma curva intermediária devido à distribuição das instalações em toda parte do país.

Tabela 5.10: A Potência Fotovoltaica Instalada ao longo dos dez anos – Incentivo misto

Região	Potência Instalada (MWp)
Centro-Oeste	1.550
Nordeste	1.557
Norte	1.552
Sudeste	1.551
Sul	1.538

É possível verificar através da tabela 5.10 que no incentivo misto, a potência instalada será menor em relação ao cenário 1, entretanto, maior em relação ao cenário 2.

5.3.4 A contribuição energética em cada cenário

A partir dos resultados obtidos para a potência instalada em cada cenário, é possível estimar a contribuição energética ao longo dos dez anos. Para tal, se faz necessário conhecer o consumo e a estimativa de crescimento na demanda por energia elétrica, principalmente, nos setores residencial, comercial e industrial, isso porque, os SFCR como GD considerados na presente dissertação, contribuirão com o suprimento da demanda por energia elétrica nos centros urbanos.

De acordo com ANEEL (2008), o consumo de energia elétrica no Brasil em 2007 foi na ordem de 435,7 TWh e desse total, para os setores acima considerados, totalizaram na ordem de 341,8 TWh.

Foi considerado na presente dissertação, uma taxa de crescimento anual de 5% no consumo de energia elétrica para os setores considerados, baseado na taxa apresentada em ANEEL (2008) para a classe residencial, nesse sentido, no final de dez anos o consumo dessas três classes será na ordem de 530,2 TWh.

Para que seja possível obter o perfil de contribuição energética de cada cenário, foi estabelecido um valor médio de produtividade dos SFCR de 1418 kWh/ kWp. No contexto da potência instalada, foi estabelecida uma média para cada cenário, isso porque, os resultados obtidos e apresentados em cada cenário, considerou o aporte do fundo em cada região do país.

Na tabela 5.11 são apresentadas às médias das potências instaladas cobertas em cada cenário, a produção de energia elétrica (para o índice acima descrito) e a respectiva contribuição em relação à projeção de consumo de energia elétrica acima estimada ao final dos dez anos.

Tabela 5.11: A contribuição energética de cada cenário frente ao consumo de energia elétrica

	Potência Total Instalada (MWp)	Energia produzida (MWh)	Contribuição (%)
Cenário 1	3.770	5.346.710	1,01
Cenário 2	1.231	1.745.000	0,33
Cenário 3	1.500	2.127.000	0,40

Através dos valores apresentados na tabela 5.11, é possível constatar que a maior contribuição será no cenário 1 e, embora tal valor possa ser considerado muito pequeno frente ao consumo estimado no final do décimo ano, quando comparado às projeções apresentadas em Brasil (2007)³, a produção de energia elétrica através dos SFCR como GD ultrapassa a estimativa de produção através das centrais eólicas (5,0 TWh em 2020) e se aproxima à produção por outras fontes, estimada em 5,4 TWh para 2020.

5.4 Índice de Nacionalização dos SFCR

O índice de nacionalização não foi considerado nas condições de contorno dos cenários elaborados, por acreditar que seja uma premissa necessária apenas para um mecanismo de incentivo que seja posto em prática. Entretanto, acredita-se que seja necessária a discussão como sugestão para futuros mecanismos de incentivo.

Conforme apresentado por Varella (2009), o índice de nacionalização desses sistemas é igual a zero, uma vez que não há fabricantes brasileiros de painéis fotovoltaicos e de inversores CC/ CA (os principais equipamentos desses sistemas, onde 19% do valor total do sistema corresponde ao (s) inversor (es) e os 81% restantes aos painéis fotovoltaicos).

O trabalho acima citado não considerou os custos com demais componentes, como os fios, suportes, quadros elétricos e a mão-de-obra. Esses componentes são encontrados no mercado interno brasileiro, nesse contexto, parece interessante englobá-los na estimativa de Índice de Nacionalização.

Para obter o índice de nacionalização, considera-se que seja necessário conhecer o custo de capital dos SFCR e os custos dos componentes nacionais dos sistemas. Para tal,

¹ No Plano Nacional de Energia 2030 não estão incluídas projeções para a tecnologia fotovoltaica.

utilizaram-se os valores apresentados por Benedito (2009), conforme apresentado pela tabela 5.2.

De acordo com Benedito (2009), o preço encontrado para a sustentação, fiação e mão-de-obra representam 45% do preço total do sistema. Tal índice é considerado elevado e isso ocorre, em parte, pela pequena quantidade de empresas instaladoras no atual mercado de energia elétrica, entretanto, tal panorama deve sofrer modificações à medida que o mercado fotovoltaico cresça.

Obviamente, à medida que ocorra um crescimento em toda cadeia da indústria fotovoltaica brasileira, tornar-se-á necessário rever periodicamente o grau de nacionalização dos SFCR. Acredita-se que na prática o intervalo de dois anos seja o período necessário para a revisão do índice de nacionalização dos SFCR, isso porque, acredita-se que nesse tempo seja possível colocar em funcionamento parte da indústria fotovoltaica.

Em médio prazo, espera-se que o desenvolvimento da indústria brasileira de inversores de CC-CA específicos aos sistemas fotovoltaicos seja implementado, uma vez que já está bem desenvolvida nacionalmente a tecnologia de inversores.

Para o cenário atual, requer-se a importação de módulos fotovoltaicos e inversores, o que representa 55% dos custos de capital desses sistemas. Através da tabela 5.12, são apresentados os tributos e taxas aplicadas à importação dos componentes.

Tabela 5.12: Tributos e taxas aplicadas à importação dos componentes dos SFCR

Componente	II (%)	IPI (%)	PIS (%)	COFINS (%)	Desp. Alf. (%)	ICMS (%)
Módulos	12	0	1,65	7,6	10	0
Inversores	14	15	1,65	7,6	10	12

Fonte: Benedito,2009.

Através da tabela 5.12, é possível visualizar que para os módulos já existe a isenção do Imposto sobre Produtos Industrializados (IPI) e o Imposto de Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS).

Em um primeiro momento, parece interessante a necessidade de redução de impostos com o intuito de incentivar a aquisição dos componentes importados. Para tal, uma política definida pelo Ministério da Fazenda será imperativa para que se consiga obter tais reduções. Entretanto, os cenários apresentados nesse trabalho não pretendem criar exclusivamente mercados para as empresas estrangeiras e sim, com o passo do tempo, contribuir com a

criação de indústrias fotovoltaicas nacionais, com isso, uma criação significativa de novos postos de trabalho e dinamização desta indústria no país.

Nesse contexto, há de se considerar a necessidade de políticas públicas adotadas pelos Ministérios da Fazenda e da Casa Civil para incentivar a criação de indústrias fotovoltaicas brasileiras e, principalmente, torná-las competitivas com o mercado estrangeiro.

Embora não seja o escopo deste trabalho definir políticas de incentivo às indústrias, acredita-se que seja necessário atrair investidores para esse mercado, quer seja através de subsídios fiscais e tributários, quer seja através de subsídios creditícios ou ainda através de programas nacionais, como ocorre em outras áreas do Ministério de Minas e Energia, como exemplo, o Programa Nacional de Produção e Uso do Biodiesel e o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica.

5.5 Aspectos Técnicos e de Interconexão à Rede Elétrica

Embora os aspectos técnicos de conexão dos SFCR na rede de baixa tensão, não tenham sido considerado nas condições de contorno, acredita-se que seja necessário abordar algumas questões de ordem técnica para que sejam possíveis as conexões de tais sistemas.

As discussões abaixo apresentadas fazem parte de uma visão geral a respeito dos aspectos técnicos necessários para a conexão de SFCR à rede de baixa ou média tensão, entretanto, no momento da regulamentação de normas técnicas será necessário um aprofundamento no tema, analisando todas as variáveis envolvidas nesse tipo de conexão, isso porque, conforme Cardoso (2009), um problema local pode-se propagar pelo sistema interligado e atingir todas as instalações do país, devido à complexidade do sistema interligado brasileiro.

Para um aprofundamento das variáveis consideradas e abaixo descritas, recomenda-se a leitura dos trabalhos de Oliveira (2002), Luque et Hegedus (2003), Lisita Junior (2005), Goetzberger et Hoffmann (2005), Macedo (2006) e Cardoso (2009).

5.5.1 Ponto de Conexão

De acordo com Lisita Junior (2005), o ponto ideal de conexão é entre o disjuntor geral da edificação (junto à medição) e o quadro geral de distribuição, isso porque, quando atua a proteção geral da instalação, através de um disjuntor eletromagnético, isola o sistema

fotovoltaico da rede de distribuição e a atuação desse disjuntor do quadro geral isola o usuário do SFCR.

Quanto à forma de calcular/ faturar o fluxo de potência injetado na rede, deverá ser através do dual metering. Essa configuração utiliza dois medidores: um que contabiliza a energia consumida da rede e outro que registra a energia fotogerada que é entregue à rede (nessa configuração, toda energia fotogerada é entregue a rede).

O consumidor receberá um boleto da empresa concessionária cobrando-o pelo consumo da rede de baixa tensão, mas simultaneamente, receberá pela energia fotogerada injetada na rede.

5.5.2 Qualidade da Energia Injetada

A interconexão dessa tecnologia à rede de Baixa Tensão pode contribuir para melhorar ou ainda, deteriorar a qualidade da energia, sendo necessário estabelecer critérios e padrões bem definidos a fim de evitar efeitos indesejáveis.

Os SFCR podem produzir distorções harmônicas na tensão da linha e variações de tensão (Rodríguez, 2002).

Segundo Oliveira (2002), o parâmetro de medida de qualidade da energia entregue pelo sistema à rede, como a distorção harmônica, a tensão e a freqüência, devem ser medidos na interface do cliente e concessionária.

Essa interface está localizada logo antes do medidor da energia entregue, ou antes, do medidor de energia da edificação onde estão instalados, entretanto, na prática esses parâmetros podem ser medidos no quadro de distribuição de energia da edificação.

5.5.2.1 Distorção Harmônica

De acordo com Rodríguez (2002), os SFCR podem produzir distorções harmônicas na tensão da linha, nesse contexto, se faz necessário adotar padrões de qualidade bem definidos.

Segundo Oliveira (2002), uma das normas que especifica os limites máximos para a distorção harmônica é a IEE std. 519 – 1992. Tal norma estabelece que a contribuição harmônica não pode ser superior a 5% da freqüência fundamental e cada contribuição harmônica individual de ordem ímpar tem limites estabelecidos, quanto às harmônicas de ordem par, a norma determina que não devem ultrapassar 25% dos limites estabelecidos para cada intervalo das harmônicas ímpares.

5.5.2.2 Tensão de Operação

O controle das variações na tensão de operação pode ser considerado uma função contra a má operação do sistema, uma vez que os SFCR não regulam tensão apenas injetam corrente alternada na rede.

O intervalo aceitável na tensão de operação está entre 88% a 110% da tensão nominal da linha onde o equipamento está conectado. A sugestão americana é onde a linha possui a tensão de 127 V, o intervalo aceitável esteja entre 112 V e 140 V. No caso brasileiro, a faixa de operação está entre 116 V e 132 V (Oliveira, 2002).

5.5.2.3 Freqüência de Operação

No que diz respeito à freqüência de operação, tais sistemas devem operar sincronizados com a oscilação de tensão e corrente determinada pela rede elétrica, nesse sentido, o inversor utilizado no sistema deve ser auto-comutado com a rede. A tolerância da operação em 60 Hz é estabelecida entre 59,3 Hz e 60,5 Hz.

5.5.3 Fator de Potência

O Fator de Potência (FP) é a razão da potência real pela potência aparente. De acordo com Oliveira (2002), o FP dos SFCR não devem ultrapassar 0,85 quando operarem acima dos 10% da sua capacidade nominal.

5.5.4 Operação em Ilhamento

A operação em ilhamento ocorre quando o gerador distribuído (nesse caso o SFCR), injeta energia na rede elétrica de baixa tensão, que por algum motivo perdeu o enlace com a rede principal, quer seja por motivos de manutenção ou por eventuais acidentes na rede.

Essa situação oferece riscos para funcionários da manutenção da empresa concessionária de energia elétrica por possibilitar contato com a linha energizada quando se espera o contrário.

Para evitar tal acontecimento, de acordo com Rodríguez (2002), recomenda-se que tais sistemas utilizem inversores com proteção contra ilhamento.

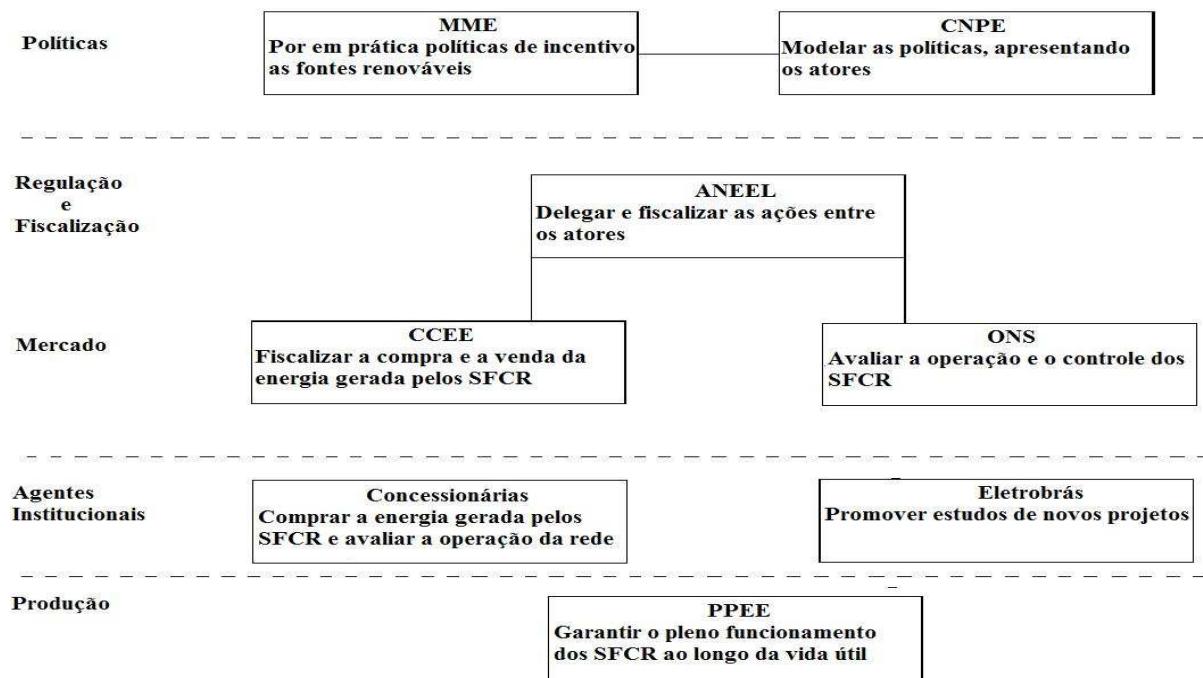
Esse equipamento deve desconectar sua saída da rede em 10 ciclos (ou menos) se esta sair de operação e estiver na presença de cargas com fator de potência menor que 0.95, além

disso, quando existir uma diferença de 50% entre a potência real consumida pela carga e a gerada pelo inversor. Se tal diferença for inferior aos 50% e o FP superior 0,95, o tempo de desconexão do sistema não pode ser maior que 2 segundos.

5.6 Agentes dos setor elétrico

Não se pretende definir aqui uma política energética que faça a promoção dos SFCR, uma vez que esse não é o escopo do trabalho, porém, apresentar uma breve descrição de quais e como os agentes atuarão para que seja viável (do ponto de vista organizacional) os mecanismos elaborados nesse trabalho.

Na figura 5.3 são apresentados os agentes do setor elétrico envolvidos com os mecanismos de incentivo e um breve descritivo de suas principais funções.



O Ministério de Minas e Energia - MME ao pretender por em prática uma política que incentive a Energia Solar Fotovoltaica como Geração Distribuída, através dos SFCR instalados em edificações residenciais, comerciais e industriais, terá em conjunto a ação de vários agentes a ele subordinado.

O CNPE (Conselho Nacional de Planejamento Energético) deverá propor/ modelar tal política de incentivo, apresentando os atores envolvidos, a tecnologia, a estrutura econômico-financeira, entre outras ações cabíveis, em conjunto com outros agentes. Essa política deverá

ser considerada de médio ou longo prazo, considerando os períodos envolvidos para a captação de recursos.

Caberá ao CMSE (Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico) acompanhar e avaliar a continuidade e a segurança do suprimento elétrico em todo território, através dos seus componentes envolvidos com o Setor Elétrico: ANEEL, CCEE, EPE e ONS.

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) terá como dever de órgão regulador, proporcionar condições favoráveis para o pleno desenvolvimento do mercado de energia elétrica, fiscalizando, delegando, a relação entre as concessionárias e os PPEE, assegurando a qualidade do fornecimento da energia injetada na rede.

Em conjunto com as agências de serviço público da ANEEL, o ONS (Operador Nacional do Sistema), será parte fundamental nesse processo, pois será ele que avaliará a correta operação e o controle de tais sistemas distribuídos.

Através do CNOS (Centro Nacional de Operação do Sistema) que os geradores distribuídos instalados serão registrados e também monitorados, com o intuito de se conhecer o perfil de geração diário, mensal e anual, e enquadrá-los na somatória de plantas de geração (mesmo sabendo da intermitência na geração, talvez, o maior problema no gerenciamento do despacho da energia fotogerada).

A Empresa de Planejamento Energético – EPE contribuirá com o planejamento dessa política ao longo do tempo, elaborando novos estudos prospectivos no âmbito da energia solar fotovoltaica, a fim de se obter melhoria na política energética proposta pelo CNPE, assim como, o acompanhamento da evolução do incentivo e a revisão periódica das tarifas prêmio.

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE será responsável pela fiscalização da compra e venda da energia fotogerada, bem como, viabilizar essa ação entre o pequeno produtor/ gerador e as concessionárias.

Além disso, a CCEE que terá o conhecimento (em conjunto com a ANEEL e a Eletrobrás), do fundo monetário (reserva financeira) necessário para o pagamento da Tarifa Prêmio (quando aplicado esse modelo) em cada região, além de contribuir com a estrutura do repasse desse saldo aos consumidores.

À Eletrobrás cabe o objetivo de promover estudos de novos projetos de operação de SFCR, além de oferecer suporte à criação e gestão de um fundo fotovoltaico, uma vez que é a empresa, responsável pelo suporte aos programas estratégicos como PROINFA e Luz para todos.

As empresas concessionárias de distribuição de energia elétrica terão que cumprir com a política estabelecida, comprando a energia fotogerada injetada em sua rede de concessão e pagando a tarifa específica à energia gerada pelos SFCR.

Outro ponto estabelecido como necessário dentro do contexto dos mecanismos, é que tais empresas terão a necessidade de repassar esses gastos (com a compra da energia) aos consumidores, entretanto, não poderá acrescer lucro algum em cima desses gastos, sendo fiscalizada pelo órgão regulador, pelas agências reguladoras e pela CCEE.

Entretanto, é de se esperar que custos adicionais às concessionárias, relacionados com a implantação e fiscalização dos sistemas, sejam repassados à tarifa prêmio ou através dos repasses aos consumidores, pois do contrário, a proposta tenderá a potencializar uma barreira para a efetividade do mecanismo.

Como agente final do setor elétrico, o PPEE, terá que garantir o pleno funcionamento do SFCR ao longo da vida útil (independentemente do modelo de mecanismo adotado), para que seja criado um vínculo entre o gerador e o setor elétrico, com isso, justificará o subsídio recebido.

CONSIDERAÇÕES FINAIS E CONCLUSÕES

No contexto atual, ainda há dificuldades na inserção da Geração Distribuída em diversos países devido as inúmeras barreiras impostas a essa nova visão de modo de geração de energia elétrica. No Brasil, a realidade não é diferente, uma vez que o setor elétrico brasileiro é composto majoritariamente por sistemas centralizados, onde o controle do despacho de energia elétrica é extremamente complexo.

As proposições apresentadas por NREL (2000), para a superação das Barreiras à GD, mesmo em um contexto diferente ao atual brasileiro, possibilitarão que as Barreiras impostas pelo setor elétrico brasileiro sejam transpostas, isso porque, as “exigências” parecem ser as mesmas na maioria dos países.

Há uma tendência crescente em proposições que apontam à necessidade de se estimular a GD no país, através de leis e normas regulamentadoras que condicionam a instalação de tais fontes. Desde 2002, com a criação do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica, possibilitou-se a instalação de usinas à base de Biomassa, Pequenas Centrais Hidrelétricas e Eólicas, que de certa maneira impulsionou a discussão referente à possibilidade de instalação de Usinas Descentralizadas, já que as fontes cobertas pelo PROINFA podem ser instaladas próximas ao centro de carga, porém sabe-se que o programa mencionado não seja exclusivo ao estímulo da GD.

A adoção de mecanismos de incentivo às tecnologias aplicadas à GD não garantirá por si só o aumento de sistemas instalados, para isso, outras ações deverão ser tomadas em paralelo aos incentivos, principalmente no que se refere aos padrões de conexões à rede de distribuição.

As discussões mais recentes quanto à criação de mecanismos de incentivo à tecnologia fotovoltaica apontam os SFCR como boa opção de Geração Distribuída. Como tais sistemas ficam próximo aos centros de carga, poderão suprir o aumento da demanda por energia elétrica que vem ocorrendo em centros urbanos.

No âmbito dos SFCR como GD, o país até o presente momento possui uma potência instalada muito pequena, principalmente quando comparado à Alemanha, Espanha, Estados Unidos e Japão. Além disso, o mercado fotovoltaico brasileiro é praticamente inexistente, pois não há em escala comercial indústrias de produção de painéis fotovoltaicos e inversores específicos a essa tecnologia. Há apenas algumas empresas que comercializam a venda de componentes do sistema e aquelas que dão conta do projeto e instalação.

No Brasil até o presente momento é inexistente qualquer modelo de incentivo aos SFCR, nesse contexto, os poucos sistemas instalados partiram de recursos da iniciativa privada ou de Instituições Públicas de Ensino e Pesquisa.

Os estímulos iniciais que ocorreu no início da década de 90 em alguns países membros do PVPS-IEA, onde parte considerável adotou estímulos através do Feed-in Tariffs, transformou um mercado fotovoltaico internacional inicialmente centralizado em alguns países e com uma pequena potência acumulada, em mercados espalhados em todos os continentes, ultrapassando os 15 GWp acumulados.

A cadeia da indústria fotovoltaica ultrapassou o limite das divisas entre Alemanha, Espanha, Japão e Estados Unidos e, atualmente, países como a China, Itália, Suíça, entre outros, além de adotar incentivos à compra da energia e subsídios à potência, tem incentivado o crescimento e amadurecimento da indústria fotovoltaica interna.

No contexto brasileiro, o potencial para a utilização da Energia Solar pode ser considerado superior a muitos países que tem alcançado significativo aumento de sua Potência FV Instalada, tanto pelos bons índices do recurso primário, principalmente na região Nordeste, quanto pela disponibilidade de superfícies de edificações em parte considerável de centros urbanos.

Entretanto, o que dificulta a instalação desses sistemas sob o ponto de vista econômico é a sua inviabilidade. Os custos com a compra desses sistemas não são recuperados antes da vida útil se pela energia produzida e injetada na rede forem pagas as tarifas de fornecimento de energia elétrica, tornando assim pouco interessante investir na compra desses sistemas.

No tocante aos cenários propostos, há vantagem em se utilizar os recursos financeiros advindos de encargos setoriais já existentes, pois não será necessária a criação de um encargo setorial específico, além disso, a proposta prevê que o fundo monetário venha a ser utilizado da lacuna existente ao término de outros programas de incentivo cobertos por tais encargos (CDE e RGR), nesse sentido, não será considerado o acréscimo de mais um programa de incentivo aos encargos, evitando assim o acréscimo significativo da parcela B da tarifa de energia elétrica.

Além disso, considerou-se uma distribuição constante do Fundo Monetário ao longo dos dez anos, ou seja, embora estimado o aumento de 6% ano a ano da tarifa de energia elétrica e, consequentemente o aumento do recolhimento dos encargos setoriais, na presente dissertação para a composição do fundo que incentivará os SFCR, permanecerá o mesmo valor da parcela do primeiro ano de vigência, possibilitando assim ao longo dos anos um

impacto menor ao setor.

O valor apresentado para o Fundo Monetário comum para os três cenários propostos foi obtido a partir da soma dos encargos que o compõem. Tal valor, em um possível cenário real, poderá sofrer mudanças significativas, isso porque, considerou-se o uso desse Fundo apenas para incentivar os SFCR como GD.

Obviamente que, quanto menor o Fundo Monetário específico à promoção de SFCR como GD, menor será a capacidade de incentivo a potência e/ ou a energia, entretanto, o perfil do incentivo continuará sendo o mesmo para as proposições de cada cenário.

No que se refere aos resultados obtidos nos três cenários para a potência instalada, é possível constatar que em um cenário real tais valores podem sofrer mudanças, isso porque, algumas variáveis consideradas nas condições de contorno podem não representar com plena exatidão todas as localidades do país, devido aos valores médios utilizados.

No cenário 1, no que se refere a compra dos sistemas e a venda da energia gerada, os PPEE dos anos iniciais do incentivo pagarão menos pelos sistemas adquiridos em relação aos produtores dos anos finais, isso porque, o custo do investimento inicial depende do custo da energia da rede que é crescente no tempo, entretanto, ao longo da vida útil (estimado em 20 anos) os produtores finais receberão as maiores tarifas de energia elétrica.

O perfil crescente da potência instalada no primeiro cenário se dá pelo fato de que o Fundo Monetário responsável pelo incentivo arcará com valores menores de subsídio a medida que passam-se os anos, possibilitando assim um incentivo maior em números de sistemas e/ ou na potência.

Quanto ao segundo cenário, foi possível constatar que o perfil de potência instalada também é crescente ao longo dos anos, entretanto, o fundo monetário considerado incentivaria uma potência instalada significativamente menor em relação ao primeiro cenário, isso porque, os valores encontrados para a Tarifa Prêmio podem ser considerados elevados (quando comparado ao valor da tarifa de fornecimento).

Nesse cenário o PPEE não recebe incentivo algum à compra dos sistemas, nesse sentido, o produtor ao investir terá garantias (do setor elétrico, especificamente do Fundo Monetário) de que receberá pela venda da energia, recebendo a tarifa prêmio relacionado ao ano de instalação e a localização, pois caso não haja garantias feitas à compra incentivada da energia, muito dificilmente o incentivo atrairá investidores para a compra dos sistemas.

A vantagem que o incentivo misto (cenário 3) apresenta aos produtores em relação ao cenário 2, é que há um subsídio à potência que diminui o investimento inicial, além disso, o PPEE recebe uma tarifa prêmio que, embora seja menor em relação ao incentivo à energia, é maior em relação às tarifas de fornecimento de energia elétrica.

No cenário 3, o perfil de potência instalada também é crescente, incentivando uma potência instalada maior em relação ao cenário anterior e, isso acontece, pois nesse cenário embora haja o incentivo à potência (através da subvenção de 45 %) e à compra da energia por uma tarifa maior em relação à tarifa convencional, o impacto ao Fundo é menor frente ao incentivo exclusivo à compra da energia , como é possível verificar ao comparar os gráficos 5.5 e 5.7.

A escolha pelo incentivo à potência garantirá a disseminação e o amadurecimento da tecnologia, por apresentar uma potência instalada significativamente maior em relação aos incentivos à energia, abrindo um horizonte amplo para um mercado fotovoltaico brasileiro e, consequentemente, aos investidores da indústria fotovoltaica.

Entretanto, não garantirá por si só a maior eficiência dos sistemas, uma vez que o PPEE não receberá incentivo à energia gerada, nesse sentido, não há como garantir que o produtor, após obter o retorno do investimento, tenha interesse em permanecer com a venda da energia ao preço da tarifa convencional.

Uma saída para essa questão seria estabelecer obrigações contratuais aos produtores para honrarem com o subsídio, como por exemplo, ao permitir o pleno funcionamento dos sistemas por um período determinado no tempo, evitando assim, a migração do sistema ou até mesmo sua venda.

Em contrapartida, a escolha pelo incentivo à energia, garantirá a maior eficiência, isso porque, numa situação de pouca eficiência venderá menos energia, tardando o retorno do investimento e seus lucros futuros, nesse contexto, percebe-se que haverá uma relação mais forte entre o produtor e o setor elétrico, não somente pela potência instalada, mas também pela garantia de venda da energia.

Porém, a potência instalada alcançada no incentivo à energia é menor, com um horizonte mais estreito e menos atrativo aos investidores da indústria, inviabilizando assim um mercado fotovoltaico mais expressivo.

Uma saída a essa questão, diferentemente do proposto, seria estabelecer um incentivo à energia pago por um fundo monetário sem limite anual, onde os custos com os subsídios fossem acrescidos às tarifas de energia elétrica, entretanto, tal solução tende a onerar ainda

mais as contas de consumo de energia elétrica, devido à instalação desenfreada de sistemas e consequentemente a maior produção de energia elétrica.

Os resultados obtidos no cenário 1, demonstram que ao adotar um incentivo à potência com recursos financeiros advindos do Fundo Monetário, composto por encargos setoriais, será possível incentivar uma quantidade significativa de potência instalada em relação aos outros dois cenários, principalmente, frente ao panorama atual da tecnologia fotovoltaica no setor elétrico brasileiro, portanto, o primeiro cenário é aquele que melhor poderá contribuir com o setor elétrico, quando levado em conta a potência total instalada.

E por incentivar a maior potência instalada é o cenário que pode possibilitar um horizonte mais promissor ao desenvolvimento de um mercado fotovoltaico brasileiro, isso porque, possibilitará um número maior de sistemas instalados, além disso, devido o perfil de crescimento, poderá atrair investidores para a criação de indústrias.

Entretanto, no contexto atual de inexistência de indústria fotovoltaica brasileira, um mecanismo como o apresentado no cenário 1, abriria o mercado às empresas estrangeiras, possibilitando o recolhimento de encargos e impostos, mas contribuindo pouco com a dinamização de uma nova economia no país.

Nesse contexto, embora não seja escopo da dissertação, parece imperativo a criação de uma política de incentivo à indústria fotovoltaica, isso porque, introduzir esse segmento industrial tende a ser um investimento oneroso, o que tornaria pouco competitivo em relação aos produtos importados, nesse sentido, subsídios fiscais, creditícios e até mesmo financeiros, parece ser uma saída mais factual no cenário presente.

A criação de uma indústria fotovoltaica brasileira irá aumentar o número de postos de trabalho no segmento energético, com isso, será necessário um investimento por parte da comunidade acadêmica para a produção de recursos humanos capacitados a lidar com a questão energética, mais precisamente com as questões sociais, econômicas e técnicas da energia solar fotovoltaica.

A proposição de um mecanismo de incentivo brasileiro aos SFCR, não pode ter apenas como objetivo o crescimento da potência instalada e, consequentemente, contribuir com o setor elétrico na diversificação da matriz elétrica, mas também, considerar a criação de um mercado fotovoltaico brasileiro, através do incentivo à criação de indústrias dos principais componentes do sistema (células, painéis e inversores), bem como no aumento de empresas de venda, instalação e manutenção.

No contexto da diversificação da matriz elétrica e da contribuição energética, embora o primeiro cenário seja aquele que alcançará maior potência instalada no setor elétrico, por si só não será suficiente para contribuir com o aumento da demanda de energia elétrica em todo o país, entretanto, como tais sistemas são descentralizados, possibilitará o suprimento do aumento de demandas locais.

Na presente dissertação, não foram considerados os SFCR como opção tecnológica à competição com as usinas centralizadas, mas uma tecnologia que possibilitará o aumento do *mix* de sistemas de geração de energia elétrica, limpa durante a geração de energia, com poucos impactos ambientais no processo de instalação e que, conseguirá movimentar uma nova economia no país, através da importação de componentes, o investimento na indústria fotovoltaica e criação de novos postos de trabalho, contribuindo com o crescimento econômico do país.

SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Ao longo da elaboração da presente dissertação, surgiram uma série de novas possibilidades de pesquisas que, *a posteriori*, contribuirão ao desenvolvimento dos temas investigados. Para tal, ficam aqui como sugestões para trabalhos futuros:

- Estudo da alocação ótima da Geração Distribuída com Sistemas Fotovoltaicos;
- Estudo da utilização da Geração Distribuída com Sistemas Fotovoltaicos em Redes Eficientes (Smarts Grids);
- Criação de um modelo de mecanismo de incentivo ao desenvolvimento da indústria fotovoltaica brasileira;
- Estudo de variações dos cenários aqui apresentados, considerando outros modelos de incentivo, como por exemplo, certificados de créditos de carbono;

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ACKERMANN, T. **Distribution Power Generation in a Deregulated Market Environment – Part 1: Electricity Market Regulations and their impact on Distributed Power Generation.** Economics Work Paper. Junho, 1999.
- ACKERMANN, T.; ANDERSSON, G. et SÖDER, L. **Distributed Generation: A definition.** Electric Power Systems Research. Dezembro, 2001.
- ANEEL. **Atlas de energia elétrica do Brasil.** Agência Nacional de Energia Elétrica. 2008a. 3. ed. – Brasília : Aneel, 2008.
- 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.** Dissertação de Mestrado. Programa de Pós-Graduação em Energia. Universidade de São Paulo. São Paulo, 2009.
- BMU. **National Survey Report of PV Power Applications in Germany 2006.** German Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety. 2007a. Disponível em: <http://www.iea-pvps.org/> (Acessado em: 05/09/2008).
- _____. **EEG – The Renewable Energy Sources Act: The success of strong sustainable policies for Germany.** German Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety. 2007b. Disponível em: <http://bmu.de/> (Acessado em: 18/05/2008).
- _____. **Electricity from Renewable Energy Sources: What does it cost us.** German Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety. 2008a. Disponível em: <http://bmu.de/> (Acessado em 05/10/2008).
- _____. **Renewable Energy Sources in figures - National and international development.** German Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety. 2008b. Disponível em: <http://bmu.de/> (Acessado em 01/ 02/ 2009).
- BORBELY, A.M et KREIDER J. F. **Distributed Generation: The Power Paradigm of New Millennium.** CRC Press LCC, 2001.
- BRASIL. **Balanço Energético Nacional 2009 - Ano base 2008.** Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro. EPE, 2009.

- _____. **Plano Nacional de Energia 2030.** Ministério de Minas e Energia – colaboração Empresa de Pesquisa Energética. Brasília. MME: EPE, 2007.
- BSW-SOLAR. **Statistics for the German solar power industry (photovoltaics).** Bundesverband Solarwirtschaft, Germany, September, 2009. Disponível em: http://en.solarwirtschaft.de/fileadmin/content_files/Faktenblatt_PV_EN_sep09.pdf
- CARDOSO, G.S. **Uma Visão Crítica do Cenário da Geração Distribuída do Brasil.** Dissertação de Mestrado. Programa de Pós-Graduação em Energia. Universidade Federal do ABC, Santo André, 2009.
- CB-SOLAR. **Centro Brasileiro para Desenvolvimento da Energia Solar Fotovoltaica.** Disponível em: <http://www.pucrs.br/cbsolar/ntsolar/index.htm>. (Acessado em: Set. 2009).
- CERVANTES RODRÍGUEZ, C. **Mecanismos regulatórios, tarifários e Econômicos na Geração Distribuída: O caso dos Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede.** Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Mecânica. Campinas, 2002.
- CGEE. **Estudo Prospectivo em Energia Fotovoltaica.** Brasília: Centro de Gestão e Estudos Estratégicos, 2009. (Nota Técnica)
- COSTA, C. V. **Políticas de Promoção de Fontes Novas e Renováveis para Geração de Energia Elétrica: Lições da Experiência Européia para o caso Brasileiro.** Tese de Doutorado. Planejamento Energético. COPPE. Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2006.
- DOE. **Strategic Plan for Distributed Energy Resources.** Prepared by Office of Energy Efficiency and Renewable Energy Office of Fossil Energy. Setembro, 2000.
- ELETROBRÁS. Centrais Elétricas Brasileiras S.A. **Programas – PROINFA.** Disponível em: <http://www.eletrobras.com.br>. (Acessado em: 02/2008).
- EL-KHATTAM, W.; SALAMA, M.M.A. **Distributed generation technologies, definitions and benefits.** Electric Power Systems Research. Janeiro, 2004.
- FIEDLER, E.S.; UDAETA, M.E.M. **Aspectos de Geração Distribuída e Cogeração.** Anais do XI Congresso Brasileiro de Energia. II Seminário Brasileiro de Inovação Tecnológica no Setor Energético. Rio de Janeiro, 2006.

FOUQUET, D; JOHANSSON, T.B. **European renewable energy policy – Focus on electricity support mechanisms.** Energy Policy, 2008. Disponível em: <http://www.elsevier.com/locate/enpol/> (Acessado em 05/09/2008).

GOETZBERGER, A., HOFFMANN, V. U. **Photovoltaic Solar Energy Generation.** Springer. Germany, 2005.

HOFF, T.E.; WENGER, H.J. e FARMER, B.K. **Distributed Generation: An alternative to electric utility investments in system capacity.** Energy Policy. Great Britain, 1996.

IEA- PVPS. **Trends in Photovoltaics Applications. Survey Report of selected IEA countries between 1992 and 2008.** International Energy Agency. Photovoltaic Power Systems Programme, 2009a. Disponível em: <http://www.iea-pvps.org/>.

_____. **Annual Report 2008 – Implementing Agreement on Photovoltaic Power Systems.** International Energy Agency. Photovoltaic Power Systems Programme, 2009b. Disponível em: <http://www.iea-pvps.org/>.

IKKI,O.; MATSUBARA, K. **National Survey Report of PV Power Applications in Japan 2006.** International Energy Agency, 2007. Disponível em: <http://www.iea-pvps.org/> (Acessado em: 05/09/2008).

ISES. **White Paper: Renewable Energy Future for the Developing World.** International Solar Energy Society. Written by Prof. Dr. Dieter Holm, 2005

LISITA JUNIOR, O. **Sistemas fotovoltaicos conectados à rede: Estudo de caso de 3 kWp instalados no estacionamento do IEE-USP.** Dissertação de Mestrado. PIPGE-USP, São Paulo, 2005.

LORA, E. E. S. et HADDAD, J. **Geração Distribuída: aspectos tecnológicos, ambientais e institucionais.** Rio de Janeiro: Interciênciia, 2006.

LORENZO, E. **Electricidad Solar: Ingenieria de los Sistemas Fotovoltaicos.** Sevilha: Progensa, 1994.

LUQUE, A., HEGEDUS, S. **Handbook of Photovoltaic Science and Engineering.** England. Wiley, 2005.

MACÊDO, W. N. **Análise do fator de dimensionamento do Inversor aplicado a Sistemas Fotovoltaicos à Rede.** Tese de Doutorado. PIPGE-USP, São Paulo, 2006.

MEYER, N.I. **European Schemes for promoting renewables in liberalised markets.** Energy Policy, n. 31, 2003. Disponível em: <http://elsevier.com/locate/enpol/> (Acessado em 05/09/2008);

MME. Ministério de Minas e Energia. Portal eletrônico em: <http://www.mme.gov.br>.

MORANTE, F. T; QUAGLIA, R.B; MORAES, A. M; OLIVEIRA, S.H.F. **Panorama da geração distribuída no Brasil utilizando a tecnologia solar fotovoltaica.** In: Congresso Brasileiro de Energia Solar, II CBENS, 2008, Florianópolis. Anais do II Congresso Brasileiro de Energia Solar, II CBENS.

NREL. **Making Connections – Case Studies of Interconnection Barriers and their Impact on Distributed Power Projects.** National Renewable Energy Laboratory – DOE. March, 2000.

OLIVEIRA, S. H. F. **Geração Distribuída de eletricidade: Inserção de edificações fotovoltaicas conectadas à rede no Estado de São Paulo.** Tese de Doutorado. PIPGE-USP, São Paulo, 2002.

ONS. Operador Nacional do Sistema Elétrico. Informações disponíveis em: <http://www.ons.org.br/home/>

PEDIGO, S.; MAYCOCK, P.D.; BOWER, W. **National Survey Report of PV Power Applications in the United States of America 2006.** International Energy Agency, 2007. Disponível em: <http://www.iea-pvps.org/> (Acessado em: 05/09/2008).

RODRIGUES, A. P.; FERNÁNDEZ Y FERNÁNDEZ, E.; BUENO, J.C.C. **Política Energética para o Brasil – Propostas para o Crescimento Sustentável.** Rio de Janeiro: Nova Fronteira, 2006.

RÜTHER, R. **Sistema Solar Fotovoltaico Integrado À Arquitetura de Edificação Urbana e Interligado a Rede Elétrica Pública.** XV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica (SNPTEE). Foz do Iguaçu, Paraná, 1999.

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.** Tese de Doutorado. PPGEC-UFSC, Florianópolis, 2009.

SANTOS, F. A. V.; PINHO, J. T.; MACÊDO, W. N. **Estudo da inserção de um Sistema Fotovoltaico conectado à rede no complexo aeroportuário de Belém-PA.** XIV Congreso Ibérico y IX Congreso Iberoamericano de Energía Solar. Vigo, Galícia, Espanha, Junho de 2008.

SANTOS, Í. P. **Avaliação do Potencial de Telhados Solares em residências.** Monografia apresentada ao Eco-lógicas: Concurso Catarinense de Monografias sobre Energias Renováveis e Eficiência Energética, promovido pela IDEAL. Florianópolis, 2008.

SHAYANI, R.A.; OLIVEIRA, M.A.G.; CAMARGO, I.M.T. **Comparação do Custo entre Energia Solar Fotovoltaica e Fontes Convencionais.** Anais do V Congresso Brasileiro de Planejamento Energético. Maio/Junho de 2006. Brasília, DF, 2006.

UFPE. **Atlas Solarimétrico do Brasil.** Universidade Federal de Pernambuco. Recife, 2003.

UNFPA. **Situação da População Mundial 2007: Desencadeando o Potencial do Crescimento Urbano.** Fundo de População das Nações Unidas. Nova Iorque, EUA, 2007.

VARELLA, F.K.O.M. **Estimativa do índice de nacionalização dos sistemas fotovoltaicos no Brasil.** Tese de Doutorado. FEM-NIPE, Campinas, 2009.

VARELLA, F.K.O.M; CAVALIERO, C.K.N, et SILVA, E.P. **A Indústria Brasileira de Equipamentos para Sistemas Fotovoltaicos: Panorama Atual.** Anais do VI Congresso Brasileiro de Planejamento Energético, VI CBPE, Salvador, 28 a 30 de Maio, 2008.

ZILLES, R. - Comunicação Pessoal, 2010.

ZILLES, R.; MACEDO, W. N. **Contribuição Energética de um Sistema Fotovoltaico Conectado à rede de Baixa Tensão.** Anais do I Congresso Brasileiro de Energia Solar, I CBENS, Fortaleza, 8 a 11 de abril, 2007.

ZILLES, R.; OLIVEIRA, S.H.F. **O preço do Wp e o Custo do kWh fornecido por Sistemas Interligados à rede elétrica.** VIII Congresso Brasileiro de Energia. Rio de Janeiro, Dezembro, 1999.

WFC. **Feed-in Tariffs – Boosting Energy for our Future: A guide to one of the world's best environmental policies.** World Future Council. Germany, 2007. Disponível em: <http://www.worldfuturecouncil.org/> (Acessado em: 05/09/2008).