

Estudo e propostas de utilização de geração fotovoltaica conectada à rede, em particular em edificações urbanas.



2009

Relatório do Grupo de Trabalho de Geração Distribuída com Sistemas Fotovoltaicos – GT-GDSF

Portaria n.º 36, de 26 de Novembro de 2008



Ministério de Minas e Energia – MME

Ministro

Edison Lobão

Secretário Executivo

Márcio Pereira Zimmermann

Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético

Altino Ventura Filho

Departamento de Desenvolvimento Energético

Diretor

Hamilton Moss de Souza

Gerente de Projetos

Paulo Augusto Leonelli

Coordenador-Geral de Fontes Alternativas

Roberto Meira Junior

Analista de Infraestrutura

Lívio Teixeira de Andrade Filho

Grupo de Trabalho de Geração Distribuída com Sistemas Fotovoltaicos – GT-GDSF

Coordenador do GT-GDSF

Paulo Augusto Leonelli

Membros

Marco Antônio Esteves Galdino -- CEPEL

Oswaldo Lívio Soliano Pereira – UNIFACS

Ricardo Rütther – UFSC

Roberto Zilles – USP

Colaboradores

Alexandre Montenegro

Antônia Sonia Alves Cardoso Diniz

Aurélio Calheiros de Melo Junior

Eduardo Soriano Lousada

Elyas Ferreira de Medeiros

Jarbas Bezerra Xavier

Homero M. Schneider

Izete Zanesco

Máximo Luiz Pompermayer

Paulo Malamud

Roberto Devienne Filho

Rodrigo Guido Araújo



Ministério de Minas e Energia

Relatório do Grupo de Trabalho de Geração Distribuída com Sistemas Fotovoltaicos – GT-GDSF

Portaria n.º 36, de 26 de Novembro de 2008

Ministério de Minas e Energia – MME

Esplanada dos Ministérios

Bloco “U” - 70065-900 Brasília – DF

CEP: 70.065-900

<http://www.mme.gov.br>

Departamento de Desenvolvimento Energético

Fone: +55 61 – 3319-5811

Fax: +55 61 – 3319-5874

5º Andar – Sala 530

e-mail: desenvolvimento.energetico.dde@mme.gov.br

Ministério de Minas e Energia - MME

Relatório do Grupo de Trabalho em Sistemas Fotovoltaicos

– GT-GDSF / Ministério de Minas e Energia – Brasília –

Brasil – 2009. 222. p.

Grupo de Trabalho de Geração Distribuída com Sistemas

Fotovoltaicos - GT-GDSF

CDU 620.9

B823

ÍNDICE

| | |
|--|-----------|
| 1 – INTRODUÇÃO | 6 |
| 2 – SUMÁRIO EXECUTIVO | 10 |
| 3 – PANORAMA MUNDIAL | 15 |
| 3.1 Mecanismos regulatórios | 17 |
| 3.2 Estudo do mercado alemão de sistemas fotovoltaicos conectados à rede e os mecanismos de incentivo adotados | 19 |
| 3.2.1 Evolução do mecanismo regulatório alemão | 21 |
| 3.2.1.1 1974 -1988: Ambiente hostil/adverso; primeiros programas de incentivo .. | 21 |
| 3.2.1.2 1988-1996: Eólica decola, solar não | 22 |
| 3.2.1.3 1996-1997: Reação das concessionárias | 23 |
| 3.2.1.4 1998-2003: Solar decola, eólica continua crescendo e novos desafios políticos | 24 |
| 3.2.1.5 2004-2008: Alemanha conquista posição de destaque mundial no mercado de FRE | 26 |
| 3.3 Estudo do mercado espanhol de sistemas fotovoltaicos conectados à rede e os mecanismos de incentivo adotados. | 27 |
| 3.3.1 Evolução do mecanismo regulatório espanhol | 28 |
| 3.3.1.1 Real Decreto n.º 2818, de 23 de dezembro de 1998 | 29 |
| 3.3.1.2 Real Decreto n.º 436, de 12 de março de 2004. | 29 |
| 3.3.1.3 Real Decreto n.º 661, de 25 de maio de 2007 | 30 |
| 3.3.1.4 Real Decreto n.º 1578, de 26 de setembro de 2008 | 31 |
| 4 – PANORAMA NACIONAL | 32 |
| 4.1 ANÁLISE DO ESTUDO DA SITUAÇÃO DOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE EM OPERAÇÃO NO PAÍS. | 34 |
| 4.2 ANÁLISE DO ARCABOUÇO TÉCNICO E REGULATÓRIO | 36 |
| 4.3 ANÁLISE DO DISPOSITIVO REGULAMENTAR DE PROCEDIMENTO DE DISTRIBUIÇÃO – (PRODIST) | 37 |
| 4.4 ESTUDO DA CARGA TRIBUTÁRIA E ALFANDEGÁRIA INCIDENTE NO PAÍS SOBRE OS EQUIPAMENTOS UTILIZADOS EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE | 39 |
| 4.4.1 IPI – Imposto sobre Produtos Industrializados | 40 |
| 4.4.2 II – Imposto de Importação | 41 |
| 4.4.3 PIS-COFINS | 42 |
| 4.4.4 ICMS | 43 |
| 4.4.4.1 São Paulo | 43 |
| 4.4.4.2 Bahia | 44 |
| 4.5 Proposta de Política de Incentivo para utilização de sistemas fotovoltaicos conectados à rede | 44 |
| 4.6 PROPOSTA P&D ESTRATÉGICO ANEEL – SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE | 45 |
| 5 – CONCLUSÕES | 46 |
| 5.1 PLANO DE AÇÃO | 48 |
| 5.1.1 Curto prazo: | 48 |

| | | |
|---------|---|-------------------------------|
| 5.1.2 | Médio prazo:..... | 49 |
| 5.2 | CONSIDERAÇÕES FINAIS..... | 50 |
| 6 | ANEXOS | 52 |
| 6.1 | Reflexões sobre uma política de governo integrada para o desenvolvimento da energia solar fotovoltaica | 52 |
| 6.2 | Portaria n.º 36, de 26 de Novembro de 2008..... | 54 |
| 6.2.1 | Plano de Trabalho..... | 55 |
| 6.2.1.1 | Sumário das atividades previstas | 57 |
| 6.3 | Estudo sobre o custo e valor econômico da geração distribuída com sistemas fotovoltaicos, via Reserva Global de Reversão (RGR). | 58 |
| 6.3.1 | Análise da simulação de um Programa para inserção da geração distribuída com sistemas fotovoltaicos, via RGR. | 59 |
| 6.4 | Análise da simulação de um Programa para inserção da geração distribuída com sistemas fotovoltaicos, via reestabelecimento do Valor Normativo (VN). | 62 |
| 6.5 | Proposta para Indústrias de Células Solares e Módulos Fotovoltaicos para o Desenvolvimento do Setor no País. | 70 |
| 6.5.1 | Pontos Fortes para uma Indústria de Módulos Fotovoltaicos..... | 74 |
| 6.5.2 | Necessidades e propostas para o Brasil | 75 |
| 6.6 | Proposta P&D Estratégico ANEEL – Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede | 76 |
| 6.6.1 | Sistemas Concentrados de Grande Porte | 78 |
| 6.6.2 | Sistemas distribuídos em larga escala | 78 |
| 6.6.3 | Sistemas distribuídos de grande porte..... | 78 |
| 6.6.4 | Sistemas BIPV..... | 78 |
| 6.7 | ATAS DE REUNIÕES..... | 79 |
| 6.7.1 | 1ª Reunião GT-GDSF. | 79 |
| 6.7.2 | 2ª Reunião GT-GDSF. | 81 |
| 6.7.3 | 3ª Reunião GT-GDSF. | 84 |
| 6.7.4 | 4ª Reunião GT-GDSF. | 88 |
| 6.7.5 | 5ª Reunião GT-GDSF. | 90 |
| 6.8 | APRESENTAÇÕES..... | Erro! Indicador não definido. |
| 6.8.1 | Geração Distribuída com sistemas fotovoltaicos... Erro! Indicador não definido. | |
| 6.8.2 | Estudo da situação dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede em operação no país. | Erro! Indicador não definido. |
| 6.8.3 | Estudo da Energia Solar na Alemanha | Erro! Indicador não definido. |
| 6.8.4 | Estudo da paridade tarifária no Brasil | Erro! Indicador não definido. |
| 6.8.5 | Evolução da regulamentação e incentivos na Espanha para instalações fotovoltaicas conectadas à rede..... | Erro! Indicador não definido. |
| 6.8.6 | Panorama Tarifário do Sistema Elétrico Brasileiro. Erro! Indicador não definido. | |
| 6.8.7 | Medidores x Tarifas. | Erro! Indicador não definido. |

1 – INTRODUÇÃO

A busca pela diversificação da matriz elétrica remete a um novo paradigma energético, representado pela introdução de algumas tecnologias renováveis que, embora ainda mais

caras, tornam-se mais viáveis na medida em que se expandem. Essa viabilidade se conquista não só pela redução dos custos proporcionada pelos ganhos de escala, mas também pelo avanço tecnológico.

Além disso, observa-se que o modelo de geração de energia elétrica a partir dos combustíveis fósseis, e até mesmo de grandes hidroelétricas, encontra-se em fase de plena maturidade. O segmento da indústria que atinge essa fase cresce pouco em relação ao passado e seus ganhos tecnológicos são apenas incrementais.

Interessa, portanto, aos formadores de políticas introduzirem, ao lado dessa indústria e sem comprometer sua robustez e baixo custo, uma opção de grande potencial de crescimento e que sirva como novo motor da economia, promovendo o uso de vetores energéticos modernos e sustentáveis, novas fronteiras de investimento industrial e de geração de empregos e novas linhas de pesquisa e desenvolvimento tecnológico. Esse é particularmente o caso de países como o Brasil, que se encontra em pleno desenvolvimento, ou de países já desenvolvidos que buscam manter-se na liderança.

Sendo a indústria fotovoltaica relativamente nova, apresenta muitas oportunidades de aprimoramento, desde o processo de manufatura da matéria prima até a fabricação dos componentes, além de um inerente processo de capacitação em recursos humanos com a formação de profissionais qualificados, gerando toda uma cadeia produtiva de alta tecnologia, que inclui não só a indústria de Silício, lâminas, células e módulos fotovoltaicos, mas também a de equipamentos auxiliares como inversores e controladores de carga, além de todo um conjunto de fornecedores de equipamentos e insumos.

A tendência natural é a queda dos preços dos componentes por conta da evolução tecnológica e dos ganhos de escala, que apontam para o momento em que será uma opção para alguns consumidores instalar um sistema fotovoltaico no telhado da sua residência ou comprar energia convencional.

A tarifa da energia convencional, ao contrário, tende a subir em função de suas localizações cada vez mais distantes dos centros de carga e da necessidade de se recorrer a termoelétricas, cujo combustível também tende a subir de preço.

Torna-se necessário, portanto, uma discussão estratégica, no âmbito governamental, com a finalidade de estabelecer uma proposta objetiva de incentivos econômicos à inserção da tecnologia solar fotovoltaica conectada à rede.

O MME tem orientado o desenvolvimento energético brasileiro segundo aspectos econômico, ambiental, social, regulatório, físico, tecnológico e institucional. Além da elaboração dos planejamentos setoriais de expansão do sistema elétrico, o MME tem conduzido alguns estudos prospectivos de energia.

Nessa direção, considerando a expressiva potencialidade da energia solar fotovoltaica no contexto da geração distribuída, a Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético (SPE), com o apoio da Secretaria Executiva, decidiu criar o Grupo de Trabalho de Geração Distribuída com sistemas Fotovoltaicos (GT-GDSF).

Este Grupo foi instituído por meio da Portaria n.º 36 da SPE em 26.11.2008, com a finalidade de elaborar estudos, propor condições e sugerir critérios destinados a subsidiar definições competentes acerca de uma proposta de utilização de geração fotovoltaica conectada à rede, em particular em edificações urbanas. Foi composto por especialistas de Centros de Pesquisas, com núcleo de excelência na área de energia solar, além de técnicos da Secretaria de Energia Elétrica (SE) e da SPE.

O Plano de trabalho previa as seguintes atividades:

1. Estudo da situação dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede em operação no país;
2. Estudo dos mercados alemão e espanhol de sistemas fotovoltaicos conectados à rede;
3. Estudo dos mecanismos de incentivo adotados na Alemanha e Espanha;
4. Estudo da carga tributária e alfandegária incidente no país sobre os equipamentos utilizados em sistemas fotovoltaicos conectados à rede;
5. Estudo sobre o custo e valor econômico da geração distribuída com sistemas fotovoltaicos;
6. Estudo sobre as políticas de incentivo ao uso de sistemas fotovoltaicos e de financiamentos adequado à população;
7. Estudo sobre as particularidades do ponto de conexão, níveis de tensão, potência e confiabilidade do sistema, para um programa de incentivo em edificações urbanas;
8. Sugestão de um programa de difusão da geração distribuída com sistemas fotovoltaicos nos contextos residencial, comercial, industrial e de prédios públicos, associado a uma estratégia de desenvolvimento industrial;
9. Sugestão de um modelo de certificação que atribua selos de qualidade aos edifícios que façam uso desses sistemas fotovoltaicos, visto que é necessário que construções que pretendem alcançar a sustentabilidade façam uso de soluções que reduzam seus consumos energéticos;

Nas reuniões do GT-GDSF foram discutidas as questões referentes aos aspectos mercadológicos, técnicos e regulatórios, que subsidiaram o conteúdo apresentado neste Relatório. Também foram realizadas reuniões com representantes da ANEEL, MDIC, MCT e fabricantes de componentes fotovoltaicos, por conta da necessidade de contextualizar a questão em debate sob a luz da política industrial e do desenvolvimento tecnológico.

No tocante à regulamentação, realizou-se um apanhado geral da legislação relativa ao tema e posterior análise quanto à inserção da geração distribuída por sistemas fotovoltaicos no contexto dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), que trata dos documentos regulatórios que padronizam as atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e desempenho dos sistemas de distribuição de energia elétrica.

O argumento central que demonstra a viabilidade desta fonte energética é a perspectiva apontada de que, num horizonte próximo, o preço da energia gerada por um sistema solar

fotovoltaico, instalado em edificações urbanas e conectada à rede de distribuição secundária, será equivalente ao preço da energia convencional oferecida no ponto de consumo.

Com base nesta premissa, o GT-GDSF apresenta considerações acerca dos programas de incentivos adotados na Alemanha e Espanha, focando na motivação inicial para o estabelecimento de cada um deles e justificativas para a adoção de programas similares no Brasil, identificando as principais dificuldades que poderiam surgir na implantação e a possibilidade de superá-las.

Atualmente, várias discussões vêm sendo promovidas sobre a transição de um sistema mundial de geração de energia baseado em combustíveis fósseis para um baseado em fontes renováveis de energia que não sejam agressivas ao meio ambiente. Dentre essas tecnologias, a fotovoltaica tem apresentado, nos últimos anos, grandes taxas de crescimento, geração de empregos, de novos negócios e a maior redução de custos.

O incentivo ao uso de fontes alternativas e renováveis de energia, como é o caso da energia fotovoltaica, deve ser avaliada no contexto de possíveis mudanças institucionais para que sejam implantadas as alterações necessárias nas áreas de ciência, tecnologia, educação, regulamentação e impostos, que permitirão a criação de um ambiente adequado para o desenvolvimento do novo mercado, com entrada de *know-how*, capital e outros recursos relevantes.

2 – SUMÁRIO EXECUTIVO

A energia solar fotovoltaica vem apresentando um efetivo crescimento mundial nos últimos anos em grande parte devido à implantação ou intensificação de programas de governo que estimulam tanto o uso quanto o desenvolvimento tecnológico e industrial dos equipamentos necessários para seu aproveitamento. Associa-se a este crescimento, o aumento de custos dos combustíveis fósseis e a preocupação com o meio ambiente que favorece as fontes de energia menos agressivas.

Em países desenvolvidos, onde a base é essencialmente fóssil, existem, em geral, poucas opções renováveis para o suprimento energético. Por isso, alternativas relativamente mais caras são utilizadas para a diversificação da matriz energética. Em primeira instância, pode-se afirmar que a inserção da geração fotovoltaica nesses países pioneiros em sistemas distribuídos interligados à rede, foi o estímulo ao aumento da utilização de fontes renováveis de energia.

São países com forte consciência ambiental, onde a geração de energia é principalmente térmica com base em combustíveis fósseis, altamente poluentes. São também países com tradição de liderança tecnológica, com disposição para investir em inovação e em tecnologias que, mesmo inicialmente caras, tem potencial futuro para serem largamente utilizadas, uma vez que estímulos iniciais possam prover uma base para seu desenvolvimento.

A combinação de preocupação ambiental, base de geração poluente e tradição de pioneirismo tecnológico, foram fundamentais para dar sustentação a uma política baseada em leis de obrigatoriedade de compra de energia e subsídios governamentais.

Programas bem-sucedidos, como o da Alemanha, comprovam os bons resultados de uma política voltada para novas fontes renováveis. Questões técnicas e econômicas foram gradativamente sendo resolvidas, experiências foram acumuladas, indústrias e empregos foram criados e hoje se pode afirmar que novas energias renováveis são uma realidade nesses países, alavancando negócios que, em termos mundiais, são da ordem de dezenas de bilhões de dólares.

A Alemanha, em particular, incentivou um programa de geração de energia elétrica, até então somente com usuários particulares, com injeção da energia gerada na rede elétrica. Essa ação foi fruto de uma legislação que estimulou sua utilização, estabelecendo a obrigatoriedade das concessionárias de energia em receber em sua rede a energia gerada, remunerá-la e distribuí-la.

Este exemplo pode ser replicado no Brasil, mas cuidados devem ser tomados de forma a evitar problemas para o sistema elétrico, tanto de ordem técnica quanto financeira. Evidentemente deve-se levar em conta as características de nossa matriz energética e nossas múltiplas opções renováveis.

O Brasil já tem um histórico bem-sucedido de experiências na área de uso de energias renováveis. Basta citar como exemplo o uso da energia hidráulica na geração de energia elétrica e o uso do etanol no transporte.

Num exemplo mais recente podemos citar o caso do PROINFA – Programa de Incentivos às Fontes Alternativas de Energia Elétrica, que estimulou o uso de Pequenas Centrais Hidráulicas, Biomassa e Energia Eólica. Estes exemplos mostram de forma inequívoca que o país tem capacidade tecnológica e organizacional para elaborar com sucesso programas de porte significativo com novas tecnologias na área de energia, seja com tecnologia própria seja em parceria com outros países.

No contexto da energia fotovoltaica, o nosso país é particularmente privilegiado por ter altos níveis de radiação solar e grandes reservas de Silício de alta qualidade. Soma-se a isso, o fato de sermos o quarto maior produtor de Silício grau metalúrgico¹, que é a primeira etapa para a produção de Silício grau solar ou grau eletrônico, de maior valor agregado.

Essas características, e algumas mudanças tanto no panorama mundial quanto no nacional, apontam para a oportunidade de reavaliação do grau de prioridade que a energia solar fotovoltaica mereceu até o momento no Brasil.

A questão de implantação de programas de incentivo para este tipo de geração de energia com injeção na rede envolve algumas considerações de ordem técnica, econômica e operacional que devem ser analisadas antes de se propor uma ação de larga escala.

A opção por uma política efetiva de desenvolvimento dessa alternativa de geração de energia elétrica requer recursos e tomadas de decisões que envolvem mais de uma área de governo. Essas ações são interdependentes, e só se justificam se tomadas em conjunto, com um cronograma de implantação que considere os diferentes tempos de maturação das diversas atividades. Para o desenvolvimento sustentável desta tecnologia, é necessário consolidar uma cadeia produtiva pautada por ações de estímulo ao mercado e implantação de indústrias.

Os estudos apresentados a seguir não apontam para a aplicação de sistemas fotovoltaicos de grande porte, pois descaracterizaria a grande vantagem da geração de energia próxima à carga, que evita custos de transporte e de distribuição dessa energia.

Ainda que a utilização desses sistemas possa agregar benefícios ao sistema elétrico no atendimento a regiões urbanas predominantemente comerciais, onde há picos de cargas diurnos, faz-se necessária uma análise do comportamento em maior escala desse tipo de geração, em especial quanto à robustez da malha de controle do Sistema Interligado Nacional para administrar vários pequenos geradores interligados.

É importante a promoção de um aprofundamento quanto às questões apresentadas no âmbito dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), que deve ser tratada junto à ANEEL no intuito de resolver a questão da conexão desses sistemas, que é o principal obstáculo para exploração de novos nichos de aplicação pelos fabricantes internacionais que já atuam no Brasil, até então limitada apenas para os sistemas isolados.

¹ USGS, 2009

Embora haja uma tendência mundial neste tipo específico de aplicação, não há ainda no Brasil uma estrutura industrial favorável para a sua inserção, devido ao seu alto custo e a falta de uma cadeia produtiva consolidada. Todavia, as perspectivas de diminuição de custos em médio prazo indicam a necessidade de ações de preparação de uma base técnica e regulatória para atender às possibilidades de inserção desta tecnologia.

Uma política de incentivo pautada no desenvolvimento tecnológico poderá promover a consolidação da cadeia produtiva e viabilizar, além de um mercado interno atrativo para os empreendedores da tecnologia fotovoltaica, a possibilidade da participação do País em um mercado de exportação de produtos com tecnologia agregada.

Para que a energia fotovoltaica assuma o papel de vetor de desenvolvimento tecnológico e industrial, é primordial que o MME promova, em conjunto, com o MDIC uma estratégia de fomento à instalação de indústrias no Brasil por meio de incentivos fiscais e tributários nas esferas estaduais e federais.

Os programas de incentivo avaliados podem servir de referência ao Governo para a elaboração de um programa nacional de incentivo levando em consideração as especificidades do Sistema Elétrico Nacional. A princípio, os estudos apresentados apontam para uma proposta de programa solar fotovoltaico brasileiro nos modelos do programa alemão, utilizando o conceito de tarifa-prêmio.

Nesta análise considerou-se que não é adequada a determinação de um índice de nacionalização como estímulo à indústria nacional. No passado barreiras à competição foram responsáveis pelo engessamento e posterior colapso da então existente indústria fotovoltaica brasileira. No atual contexto, a consolidação da cadeia produtiva deve ser feita com a indicação de uma inserção contínua dessa tecnologia no contexto energético nacional e estímulos para que seja competitiva em termos internacionais. Este ponto deverá ser tratado na discussão futura da política de incentivo à cadeia produtiva junto com o MDIC.

Considerando-se que a aplicação desses sistemas interligados à rede ainda está incipiente no Brasil e os custos e as implicações de um programa de larga escala, é de fundamental importância a promoção de um projeto-piloto de pesquisa e desenvolvimento, com a instalação, operação e acompanhamento do desempenho desses sistemas conectados à rede em um conjunto de residências numa região escolhida e monitorada, permitindo uma análise sistemática das possíveis implicações. Este projeto pode ser viabilizado junto à ANEEL, na carteira de projetos de pesquisa e desenvolvimento e/ou junto ao Fundo Setorial de Energia (CT-ENERG).

Um plano de ação, com propostas de curto e médio prazo, foi elaborado com base nas discussões realizadas. Recomenda-se considerar as seguintes ações estratégicas:

Curto prazo:

- a) Solicitar à ANEEL a análise da viabilidade da inserção da geração distribuída solar fotovoltaica no âmbito do PRODIST;

- b) Formatar um programa piloto de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, por meio do CT-ENERG em conjunto com o P&D ANEEL, envolvendo uma concessionária que possui sua área de concessão com condições técnicas favoráveis para implementar esse projeto piloto. O objetivo deste programa piloto é analisar os reais impactos da conexão de pequenos sistemas fotovoltaicos nas residências;
- c) Propor simulações junto à ONS e CCEE dos impactos da geração distribuída fotovoltaica em larga escala nos respectivos sistemas de operação e comercialização;
- d) Quantificar e elaborar cronograma para implantação de sistemas fotovoltaicos no Programa Luz para Todos;
- e) Avaliar a metodologia que está sendo elaborada para a utilização dos sistemas fotovoltaicos nos estádios da Copa do Mundo 2014;
- f) Avaliar o uso de sistemas fotovoltaicos em sistemas híbridos em locais emblemáticos do ponto de vista ambiental, tais como Fernando de Noronha e Trindade;
- g) Apresentar, no âmbito do CT-ENERG, um Programa de Treinamento de pessoal, nos mais variados níveis, em conjunto com universidades, centros de pesquisa e escolas técnicas;
- h) Incentivar, por meio de convênio de cooperação técnica, o uso de sistemas fotovoltaicos como parte de um programa de difusão de energias alternativas e eficiência energética;
- i) Identificar, em diversas áreas de governo, programas sociais onde a energia fotovoltaica possa ser solução viável e promover sua aplicação;
- j) Estudar e promover condições de acesso a créditos especiais para financiamento de compra e instalação de sistemas fotovoltaicos pelos consumidores;
- k) Estabelecer uma rede temática, no âmbito do MCT, para integrar as diversas ações de instituições que lidam com energia solar fotovoltaica no Brasil, inclusive as de pesquisa e desenvolvimento;
- l) Identificar parceiros internacionais e promover integração com instituições e empresas nacionais de forma a estabelecer “*joint ventures*” para inserção no mercado internacional de sistemas fotovoltaicos;
- m) Levantar o potencial de aplicação dos sistemas fotovoltaicos no mercado de telecomunicações, considerando que se trata de um nicho de aplicação imediata;
- n) Promover articulações com iniciativas regionais e estaduais;
- o) Propor em Copenhagen um programa internacional para explorar a vantagem competitiva, em termos de emissões, da produção de equipamentos para energia renovável no Brasil.

Médio prazo:

- a) Estabelecer, em conjunto com o MDIC, uma estratégia de fomento à indústria nacional fotovoltaica, focando na isenção de tributos, créditos especiais e em parcerias internacionais;
- b) Levantar as potencialidades e necessidades da indústria nacional de equipamentos eletrônicos para produção de equipamentos para sistemas fotovoltaicos;
- c) Desenvolver a tecnologia de purificação e beneficiamento do Silício, levando em consideração as características de pureza do Silício nacional, em conjunto com parceiros internacionais para acelerar o processo e garantir sua inserção no mercado internacional.
- d) Inserir a geração distribuída fotovoltaica no contexto do planejamento energético decenal e de longo prazo, a partir dos resultados obtidos nas fases anteriores.

3 – PANORAMA MUNDIAL

O mercado mundial fotovoltaico vem crescendo exponencialmente nos últimos anos. Partindo de 135 MWp produzidos em 1998, chegou-se a 7.900 MWp em 2008, um aumento de aproximadamente 44 vezes em dez anos.

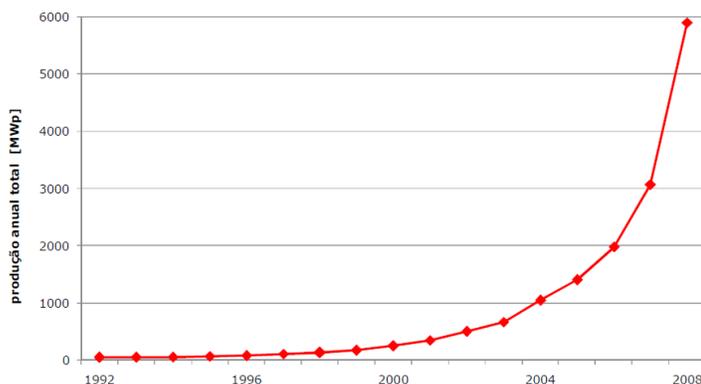


Figura 1 - Produção mundial anual de módulos fotovoltaicos incluindo todas as tecnologias e todos os fabricantes. [Navigant Consulting, 2009]

O aumento anual na produção de módulos fotovoltaicos supera a taxa de 40% desde 2000, o que tem feito com que a indústria fotovoltaica seja hoje a que apresenta maior crescimento dentre as tecnologias de uso de fontes renováveis em nível mundial. Um dos principais fatores que impulsionaram tal crescimento pode ser atribuído aos programas de incentivo a essa tecnologia promovidos por países como a Alemanha, Espanha e Japão.

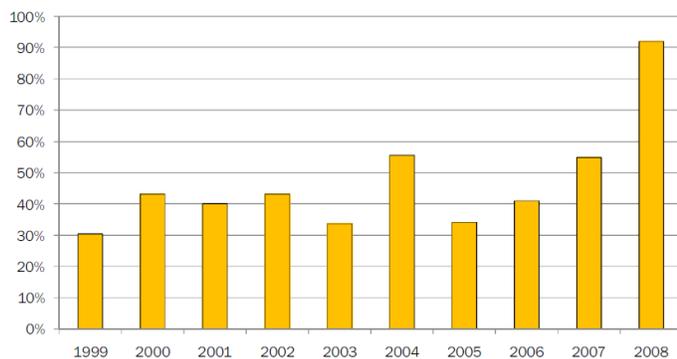


Figura 2 - Crescimento anual na produção mundial de módulos fotovoltaicos incluindo todas as tecnologias e todos os fabricantes. [Navigant Consulting, 2009]

Um dos principais fatores que impulsionaram tal crescimento foi o sucesso de programas de telhados solares em países como a Alemanha, Espanha e Japão. Nesses programas, sistemas fotovoltaicos são instalados na cobertura de edificações urbanas e são interligados à rede elétrica pública. O resultado de tais iniciativas foi que a participação dos sistemas conectados à rede no mercado fotovoltaico passou de 22% em 1985 para 90% em 2008.

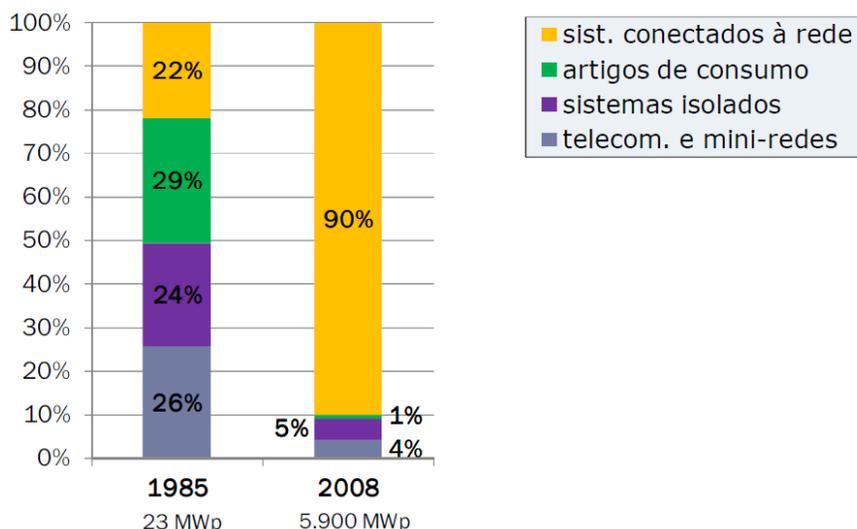


Figura 3 – Distribuição por setores de aplicação da produção anual mundial de módulos fotovoltaicos em 1985 (23 MWp) e em 2008 (5.900 MWp). [Navigant Consulting, 2009]

Sem esses programas de telhados solares, é possível que a produção anual de módulos fotovoltaicos fosse de apenas 13% (756 MWp)² da produção total atingida em 2008 em decorrência dos ótimos resultados de tais mecanismos de incentivo.

Na Tabela abaixo são mostrados os dados de potência fotovoltaica conectada à rede por ano (2004 a 2008) e acumulada em operação (2005 a 2008). Em 2008 foram instalados no mundo 5,4 GWp em sistemas conectados à rede, levando a um total de 12,95 GWp de sistemas fotovoltaicos desse tipo em operação.

Tabela 1 - - Sistemas fotovoltaicos conectados à rede, 2004-2008 (MWp) [REN21,2009]

| país/região | potência conectada por ano (MWp) | | | | | potência total em operação (MWp) | | | |
|--------------------------------|----------------------------------|-------|-------|-------|-------|----------------------------------|-------|-------|--------|
| | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 |
| Alemanha | 600 | 860 | 900 | 1.100 | 1.500 | 1.900 | 2.800 | 3.900 | 5.400 |
| Espanha | 12 | 23 | 100 | 550 | 2.600 | 50 | 150 | 700 | 3.300 |
| Japão | 270 | 310 | 290 | 240 | 240 | 1.200 | 1.490 | 1.730 | 1.970 |
| Califórnia | 47 | 55 | 70 | 95 | 150 | 220 | 320 | 480 | 730 |
| Outros estados dos EUA | 10 | 10 | 30 | 65 | 100 | | | | |
| Outros países da UE | 10 | 40 | 50 | 170 | 400 | 130 | 180 | 350 | 750 |
| Coreia do Sul | 3 | 5 | 20 | 60 | 250 | 15 | 35 | 100 | 350 |
| Resto do mundo | | > 20 | > 50 | > 150 | > 200 | > 30 | > 80 | > 250 | > 450 |
| Total instalado por ano | 900 | 1.300 | 1.500 | 2.400 | 5.400 | | | | |
| Total em operação | | | | | | 3.500 | 5.100 | 7.500 | 12.950 |

Somente na Alemanha, em 2008, foram conectados à rede 1,5 GWp em geradores fotovoltaicos, o que representa 27,8% da potência fotovoltaica conectada à rede no mundo no referido ano. Mesmo assim, eles ficaram no segundo lugar em produção anual, perdendo para a Espanha, que iniciou recentemente um programa agressivo de incentivo ao uso desta tecnologia. No entanto, a Alemanha ainda se encontra em primeiro lugar em potência total

² Considerando que a produção de módulos fotovoltaicos para sistemas não conectados à rede em 2008 se mantivesse em 590 MWp (10% da produção real de 2008), e que a produção de módulos fotovoltaicos conectados à rede correspondesse a 22% do total produzido em 2008 (como era em 1985).

conectada à rede atualmente em operação: 5,4 GWp (41,7% da potência total em operação no mundo).

Quando se compara a demanda e a oferta de módulos fotovoltaicos, observa-se que apesar da Europa consumir 78% da produção mundial, ela só consegue atender a menos da metade de sua demanda. Isso pode estar ocorrendo devido ao mercado ter crescido mais rapidamente do que o parque industrial europeu esperava, ou por haver limitações para expansão da produção na Europa (p.ex., por ter se notado que seria mais caro produzir lá do que em outros países). Caso a Europa não consiga aumentar consideravelmente sua produção de módulos fotovoltaicos, é de seu interesse estratégico que haja uma maior diversificação das regiões produtoras, já que atualmente mais da metade da produção é feita em apenas três países da Ásia (Japão, China e Taiwan).

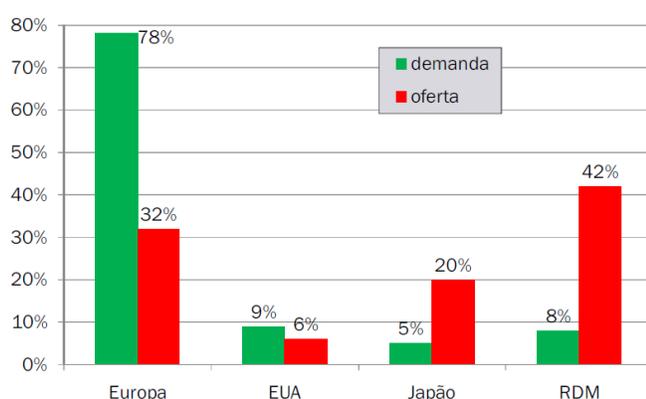


Figura 4 – Distribuição da produção anual de módulos fotovoltaicos, quanto à demanda (consumo) e oferta (produção); RDM = resto do mundo, principalmente China e Taiwan. [Navigant Consulting, 2009]

Em 2008 a China passou a ser o maior produtor com 32,7% da produção mundial, a Alemanha ficou em segundo, com 18,5% e o Japão em terceiro com 16%³. Em junho de 2009, o governo japonês anunciou que pretende reduzir sua emissão de gases de efeito estufa em 15% até 2020 em comparação a 2005, com o aumento em 20 vezes sua geração de energia solar.

O mercado fotovoltaico mundial está em ascensão, que tem sido impulsionada pela preocupação com a questão ambiental, na mudança de foco da geração isolada (ilhas e comunidades não atendidas pela rede elétrica pública) para a geração descentralizada urbana interligada à rede e no sucesso da estratégia de programas de incentivo, como o sistema *feed-in* (sistema de preços), descrito a seguir.

3.1. Mecanismos regulatórios

Há fundamentalmente duas abordagens adotadas nos mecanismos regulatórios: o sistema de preços e o sistema de quotas.

³ Photon, 2009.

O nome “sistema de preços” vem do fato de sua característica principal ser a definição do valor (preço) pago ao dono do gerador que usa fontes renováveis de energia (FRE), por cada kWh gerado, ao longo de um determinado período (normalmente superior a 20 anos). No sistema de preços, o tipo mais difundido é o tarifa-prêmio (*feed-in tariff*), no qual toda energia produzida pelo gerador é injetada na rede (por isso, *feed-in*)⁴.

A tarifa-prêmio⁵ tem um valor maior do que o da tarifa cobrada pela energia disponível na rede pública, por isso é mais vantajoso ‘vender’ para a rede toda a energia gerada. Quando é adotada a tarifa-prêmio, o investidor normalmente arca com todo o custo inicial (podem ser criadas linhas de financiamento para facilitar a compra do equipamento). A tarifa-prêmio paga pela energia gerada deve ser calculada de forma a garantir uma taxa interna de retorno (TIR) atrativa para o investidor.

O montante de tarifa-prêmio pago pela energia elétrica gerada mensalmente por FRE é repassado aos consumidores e concessionárias. De maneira geral, a concessionária paga um valor (por kWh) coerente com o do seu mix de fornecedores de energia convencional, e o restante é rateado na conta dos consumidores finais (proporcionalmente ao consumo), segundo regras pré-estabelecidas, de forma que o aumento na conta do consumidor final residencial seja de um valor desprezível. Por essas características, o sistema de preços só pode ser aplicado a sistemas interligados à rede elétrica.

Já que todo o custo do programa decorre do pagamento da tarifa-prêmio aos geradores, cujo montante é rateado entre concessionárias e consumidores, não há necessidade de investimento por parte do governo para viabilizar um programa no sistema de preços. Isso faz com que esse sistema seja particularmente interessante para os governos de países em desenvolvimento.

No sistema de quotas, o principal tipo adotado é o *Renewable Portfolio Standards (RPS)*, no qual são estabelecidas metas de potência e/ou energia proveniente de FRE para as concessionárias, distribuidoras, grandes consumidores e outros agentes do setor elétrico. Caso tais metas não sejam atingidas, são aplicadas penalidades (multas, etc.). Esses agentes têm direito a comercializar a energia FRE segundo normas pré-estabelecidas. O governo subsidia normalmente o pagamento tanto do equipamento quanto da energia gerada; ou seja, para o sistema de quotas é necessário um desembolso considerável periodicamente por parte do governo, o que prejudica a longevidade deste tipo de programa e sua aplicação em países em desenvolvimento.

No início de 2009, 44 países e 18 estados/províncias adotavam o sistema de preços *feed-in*, enquanto o sistema de quotas RPS era adotado por apenas 09 países e 40 estados/províncias⁶, demonstrando a ampla vantagem da *feed-in tariff* quanto ao número de países que apostaram neste tipo de programa. Quanto aos resultados para a tecnologia

⁴ Há um outro tipo de sistema de preços chamado *net-metering*, no qual a energia gerada vai primeiro para o consumo do prédio no qual está instalado o sistema, e só o excedente de energia é injetado na rede. Nesse sistema, o valor da tarifa-prêmio é menor ou igual ao da tarifa cobrada na conta do consumidor, mas há subsídios complementares na compra dos sistemas que usam FRE, para que o investimento seja atrativo

⁵ Tarifa-prêmio é menor ou igual ao da tarifa cobrada na conta do consumidor, mas há subsídios complementares na compra dos sistemas que usam FRE, para que o investimento seja atrativo

⁶ REN21,2009

fotovoltaica, a vantagem ainda se torna maior para o sistema de preços, pois só a Alemanha e a Espanha (dois dos 44 países que adotam *feed-in tariff*) já respondem juntas por 76% da potência fotovoltaica conectada à rede em 2008.

De modo geral, os sistemas podem ser configurados para o monitoramento do excedente de energia gerada, considerando que o usuário atendeu sua demanda interna e disponibilizou o restante para a rede, ou a disponibilização total da energia gerada, com a venda dessa energia gerada à concessionária. Destaca-se que no sistema alemão não é injetado o excedente, e sim toda a energia gerada.

Estudos apresentados no GT-GDSF indicam que o sistema de preço com o pagamento de tarifas-prêmio (*Feed-in Tariff*) pode ser um dos mecanismos recomendado para a promoção da energia solar fotovoltaica conectada à rede. Esse sistema baseia-se na obrigatoriedade de compra de toda energia gerada por esses sistemas, pagando uma tarifa prêmio por kWh gerado.

3.2. Estudo do mercado alemão de sistemas fotovoltaicos conectados à rede e os mecanismos de incentivo adotados.

A Alemanha tinha, em fins de 2008, 5,34GWp⁷ de capacidade de geração fotovoltaica instalada, sendo 5,3GWp conectados à rede. As novas instalações de sistemas fotovoltaicos conectados à rede na Alemanha perfizeram 1,5GWp em 2008. A Alemanha é país com maior capacidade PV conectada à rede. Deve-se lembrar que todo este crescimento foi alavancado pela decisão estratégica da Alemanha, de inserir energia renovável em sua matriz energética, reduzindo a participação da energia nuclear.

A ampliação do mercado fotovoltaico tem permitido também a redução contínua no preço de sistemas fotovoltaicos (Figura 1), o que representou uma queda de quase 16% no custo dessa tecnologia entre junho de 2006 e dezembro de 2008.

O mercado fotovoltaico alemão empregava 42.600 pessoas na Alemanha em 2007, o que corresponde a um crescimento de 44% no total de empregos gerados em relação ao ano anterior. Vale notar que o setor fotovoltaico tem sido responsável, nos últimos anos, por mais 65% dos empregos gerados na Alemanha no mercado de tecnologias para uso da energia solar (incluindo solar térmica para aquecimento de água e para geração de energia elétrica – neste último caso, com concentradores). Em 2007, 84% dos empregos do mercado solar estavam no setor fotovoltaico.

⁷ IEA, 2009

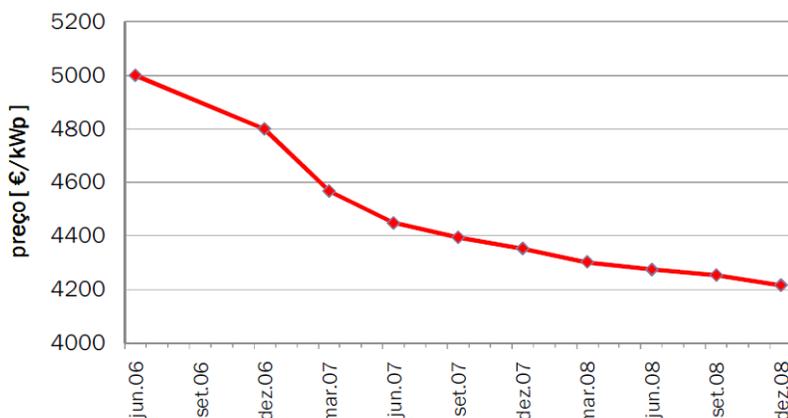


Figura 1 - Preço final de sistemas fotovoltaicos completos na Alemanha [€/kWp], para instalação de até 100 kWp. [BSW, 2009]

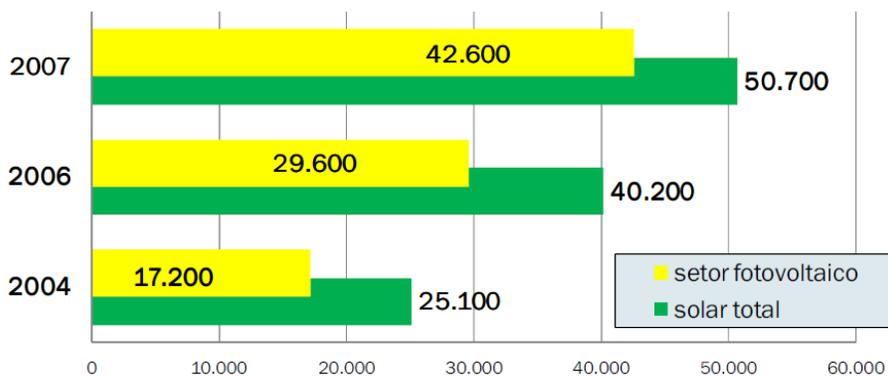


Figura 2 - Total de empregos no setor de energia solar na Alemanha. [BSW, 2009]

Na Alemanha o setor fotovoltaico é o que apresenta maior quantidade de fábricas e de empresas de planejamento e desenvolvimento. Somente no total de empresas de operação e manutenção (O&M) é que a tecnologia fotovoltaica fica em segundo lugar.

Tabela 2 - Empresas no setor de FRE na Alemanha. [DIW, 2008]

| Setor | Fabricantes | | | | Planej. & Desenv. | Empresas de O&M |
|---------------------|---------------------------------------|---|--------------------|-----------|-------------------|-----------------|
| | Componentes (exclusivamente para FRE) | Componentes (não-exclusivamente para FRE) | Sistemas completos | Total | | |
| Fotovoltaica | 54 | 15 | 30 | 99 | 83 | 25 |
| Energia eólica | 21 | 30 | 17 | 68 | 68 | 46 |
| Hidrelétricas | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Geotérmica | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Biomassa | 3 | 0 | 42 | 45 | 59 | 24 |
| Total | 78 | 45 | 89 | 212 | 210 | 95 |

3.2.1 Evolução do mecanismo regulatório alemão

Nesse tópico serão analisadas as condições de opinião pública presentes e as políticas aplicadas na Alemanha que propiciaram o desenvolvimento do programa de incentivo ao uso de FRE que obteve melhores resultados de escala e longevidade dentre os aplicados no mundo. Embora sejam comentados para os períodos iniciais também os resultados obtidos quanto à energia eólica, o objetivo é analisar o contexto político e identificar as iniciativas que fizeram com que o atual mecanismo regulatório alemão de incentivo às FRE tenha obtido tão bons resultados na difusão dos sistemas fotovoltaicos interligados à rede em ambiente urbano.

De 1974 a 1988 foi uma fase de formação de mercado tanto para as turbinas eólicas quanto para a de módulos fotovoltaicos. Importantes decisões a favor do uso dessas tecnologias foram tomadas a partir de 1988, e essas políticas foram implementadas durante os anos seguintes. Em 1990 o mercado de turbinas eólicas começou a decolar, enquanto os módulos fotovoltaicos continuavam em fase de formação de mercado.

Em 1998 a energia eólica reforçou sua fase de crescimento acelerado, enquanto o mercado fotovoltaico começava a deslançar. Considerando que em 1985 a Alemanha tinha uma participação de menos que 1% no estoque global dessas tecnologias até 1990, ele passou a desempenhar um papel de destaque na difusão global a partir do início dos anos 1990. Para se ter uma ideia, no final de 2002, a Alemanha tinha mais que um terço do estoque global de turbinas eólicas, e um nono do estoque de módulos fotovoltaicos.

3.2.1.1 1974 -1988: Ambiente hostil/adverso; primeiros programas de incentivo

A crise do petróleo nos anos 1970 provocou questionamentos bem mais fortes na Alemanha do que na maioria dos outros países. A ênfase principal era para aumentar o apoio do governo ao uso da energia nuclear e do carvão mineral. A partir de meados dos anos 1970, no entanto, a energia nuclear tornou-se cada vez mais controversa para a opinião pública. Muitos defendiam que o governo deveria investir em eficiência energética e uso de FRE, em vez de nuclear e carvão mineral.

Em 1980 o parlamento alemão recomendou como prioritário o investimento em eficiência energética e FRE, mas mantendo a opção nuclear. Em 1981, o Ministério da Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) solicitou um estudo com cinco anos de duração, o qual teve uma forte repercussão na mídia, pois foi publicado por volta de quando ocorreu o acidente em Chernobyl.

O estudo concluiu que apenas os esforços para o uso de FRE e para a maior eficiência energética poderiam ser compatíveis com os valores básicos de uma sociedade livre, e que isso seria menos dispendioso que o investimento em sistema de abastecimento elétrico por energia nuclear, como era previsto. Diante dessa forte pressão da opinião pública, o investimento em P&D para tecnologias de uso de FRE tinha atingido um nível significativo.

Porém, muitos dos projetos de P&D eram voltados para o desenvolvimento de tecnologias para o uso de FRE em sistemas não-conectados à rede, para exportar para os países em desenvolvimento.

Até o fim dos anos 1980, e mesmo depois, as FRE enfrentaram um sistema de abastecimento de energia bastante hostil, dominado por grandes concessionárias com muito poder e baseadas na geração a carvão e nuclear. Essas concessionárias faziam oposição a todas formas de geração descentralizadas e de pequeno porte. Tanto o governo Social Democrata Liberal (antes de 1982) quanto o Conservador Liberal (1982-1998) davam forte apoio à energia nuclear e ao carvão. Isso era claramente observado na alocação de recursos de P&D, cuja verba para FRE era muito inferior à destinada à energia nuclear e combustíveis fósseis.

Apesar dos poucos recursos investidos em projetos de P&D, uma base de conhecimento industrial em turbinas eólicas e células fotovoltaicas começou a ser construída desde uns 25 anos antes, espalhada por diversas universidades, empresas e institutos de pesquisa alemães.

Ainda na década de 1980 diversos projetos demonstrativos nas áreas de eólica e fotovoltaica. Apesar desses projetos terem pequenas potências, eles serviram para atingir a base de conhecimento a respeito da aplicação destas tecnologias. Pequenos nichos de mercado foram formados e despertaram interesse de empresas. Além das empresas e universidades que estavam desenvolvendo P&D em eólica e fotovoltaica, organizações de apoio foram criadas.

Em 1978 foi fundada a Associação das Indústrias de Energia Solar e, em 1977, no auge da controvérsia anti-nuclear, foi fundado o Instituto de Ecologia (Öko-Institut), para prover contra-argumentações e propostas nas batalhas com o governo e concessionárias.

Na mesma linha, em 1986 a Förderverein Solarenergie (SFV) iniciou suas atividades, e em 1989 desenvolveu o conceito de “pagamento para cobertura de custo” para a eletricidade gerada por FRE (semente do conceito feed-in tariff / tarifa-prêmio). Além disso, em 1988 foi fundada a Eurosolar, uma organização apartidária para desenvolver lobby pró-FRE dentro da estrutura política, e que contava com vários membros do parlamento alemão em suas fileiras.

3.2.1.2 1988-1996: Eólica decola, solar não

O acidente em Chernobyl de 1986 repercutiu casa vez mais, e isso fez com que, em 1988, a oposição da opinião pública ao uso de energia nuclear chegasse a 70%. Os social-democratas e os verdes exigiram então o fechamento das usinas nucleares alemãs. Além disso, em 1986, um relatório da Sociedade Alemã de Física avisando sobre uma iminente catástrofe climática recebeu muita atenção, fazendo que em março de 1987 o chanceler Kohl declarasse que a questão climática era o mais importante problema ambiental e convocasse uma comissão parlamentar especial para discutir o assunto.

No parlamento era consenso que o padrão de uso da energia deveria sofrer mudanças profundas. Foi dada ainda mais urgência ao assunto pelo fato que o preço do petróleo tinha caído novamente, então era de se esperar que houvesse aumento no consumo de combustíveis fósseis, a menos que medidas sérias fossem tomadas. Ao mesmo tempo, a diferença de preço entre as tecnologias para uso de FRE e a geração convencional tornou-se ainda maior. O governo, ainda com certa relutância, adotou várias medidas importantes. Em

1988, o Ministério de Pesquisa lançou dois grandes programas que tinham por objetivo servir como demonstração/vitrine e como formação de mercado.

O primeiro, iniciado em 1989, foi direcionado para a energia eólica, com objetivo inicial de instalar 100 MW (bem mais que os 20 MW em operação naquele ano), foi expandido mais tarde para 250 MW. O governo garantia a compra da energia produzida por 0,04 €/kWh (depois reduzido para 0,03 €/kWh). A segunda medida foi o programa de 1.000 telhados solares fotovoltaicos. Além disso, a estrutura legal para tarifas do setor elétrico foi modificada de forma a permitir uma remuneração apropriada à energia elétrica gerada por FRE.

Finalmente, em 1990 foi adotada a *Electricity Feed-in Law* – lei que trata da injeção da energia gerada por FRE na rede elétrica pública, que foi inicialmente concebida principalmente para poucas centenas de MW de pequenas centrais hidrelétricas (PCH). Vale destacar que a *Feed-in Law* – cuja importância fundamental foi ter sido estabelecida para o longo prazo – foi adotada sob consenso no parlamento alemão.

O conceito-base da *Feed-in Law* foi proposto para análise do parlamento por um grupo de entidades composto pela SFV, pela Eurosolar e por uma associação de 3.500 proprietários de PCH. Aprovar a lei não requereu um grande esforço político, apesar da oposição das concessionárias, que não receberiam quaisquer benefícios com a nova lei. Mas então, as PCH se tornaram um assunto sério, além das grandes concessionárias estarem absortas nessa época em assumir o setor elétrico da Alemanha Oriental, em processo de reunificação.

A *Feed-in Law* obrigou as concessionárias a conectarem à rede geradores que utilizam FRE e a comprarem a energia gerada a uma tarifa-prêmio que, para eólica e fotovoltaica, chegava a 90% da tarifa média cobrada dos consumidores finais (~0,17 marcos). A *Feed-in Law* deu incentivos financeiros consideráveis a investidores, embora menos para energia fotovoltaica, pois seus custos eram ainda muito altos comparados com as tarifas-prêmio (*feed-in tariffs*).

Um dos propósitos declarados da lei era “nivelar o mercado” para as FRE, estabelecendo tarifas-prêmio que levassem em conta as externalidades da geração convencional.

Esses incentivos estimularam a formação de mercados e tiveram três efeitos. Primeiro, resultou em uma inimaginável expansão do mercado FRE de 20 MW (em 1989) para 490 MW (em 1995). Em segundo lugar, fez com que se tornasse urgente o desenvolvimento de redes de aprendizagem, inicialmente entre fornecedores de turbinas eólicas e fornecedores locais de componentes, devido à necessidade de se adaptar os componentes das turbinas às necessidades particulares de cada fabricante. Em terceiro lugar, resultou no crescimento do poder político das associações de fabricantes e proprietários de turbinas eólicas, que agora estavam aptos a incluir argumentos econômicos aos ecológicos, em favor da energia eólica.

3.2.1.3 1996-1997: Reação das concessionárias

No entanto, quando a *Feed-in Law* começou a ter impacto sobre a difusão das turbinas eólicas, as grandes concessionárias começaram a atacá-la tanto politicamente quanto juridicamente, porém, sem sucesso. Isso refletia mais do que somente oposição à geração

descentralizada de pequeno porte. Primeiro, nenhuma provisão tinha sido feita para distribuir os encargos decorrentes da lei igualmente em termos geográficos (os consumidores nas regiões com mais geradores pagariam mais); isso foi corrigido somente em 2000. Em segundo lugar, as concessionárias eram nesse tempo marcadas pela experiência de subsídios para o carvão mineral usado para geração elétrica. Esses subsídios tinham crescido de 400 milhões de euros em 1975 para mais de quatro bilhões anualmente no início dos anos 1990. Dois terços disso eram cobertos por uma taxa especial sobre a eletricidade, e um terço tinha que ser pago pelas concessionárias diretamente, mas era também repassado aos consumidores.

Esforços políticos para mudar a lei pareciam à primeira vista mais promissores. Em 1996, a VDEW (associação de concessionárias) apresenta queixa à *DG Competition* (subdivisão da Comissão Europeia que trata das regras para que o mercado opere sob competição justa). O Ministério da Economia propõe então reduzir as taxas por ocasião da revisão da lei, que estava por vir (a lei tinha que ser alterada de qualquer forma, para distribuir os encargos de pagamentos de tarifas-prêmio mais homoganeamente em termos geográficos, e também por causa da liberalização). Tal proposta foi aceita pela *DG Competition*, que agora argumentava que as taxas de *feed-in* deveriam ser bastante reduzidas.

Tudo isso levou à insegurança para investidores e à estagnação do mercado para turbinas eólicas de 1996 a 1998. A política de incentivo às FRE também sofreu um retrocesso devido a problemas financeiros resultantes da reunificação da Alemanha. No entanto, o uso de FRE continua a receber forte apoio da opinião pública, o que fez que os esforços das grandes concessionárias contra a *Feed-in Law* não obtivessem sucesso no parlamento alemão.

Em 1997, a proposta do governo de reduzir as taxas de *feed-in* levou a passeatas e protestos públicos que uniram trabalhadores, fazendeiros e grupos ligados à igreja, além de associações de defesa do meio ambiente e do setor solar e eólico. O governo não conseguiu persuadir nem mesmo seus correligionários a votarem a favor da sua proposta. Claramente, a nova tecnologia tinha adquirido uma substancial legitimidade. A *Feed-in Law* foi então incorporada no Código de reforma do setor energético de 1997, o qual transpôs as diretivas da União Europeia para o mercado interno alemão de eletricidade. Quando tornou-se claro que as taxas *feed-in* seriam mantidas, o mercado de turbinas eólicas voltou a se expandir.

O mercado para indústria solar e eólica está então já bastante expandido em relação ao mercado inicial (1970s e 1980s), principalmente em decorrência de: mudanças externas (Chernobyl e debate da mudança climática), conscientização da opinião pública, aceitação da necessidade de mudança do sistema energético e a coalizão política de defesa das FRE, que permitiu os investimentos iniciais no período de formação do mercado para formar a base de conhecimento necessária para o uso das FRE.

3.2.1.4 1998-2003: Solar decola, eólica continua crescendo e novos desafios políticos

O programa de 1.000 telhados solares levou à instalação de mais de 2.200 instalações fotovoltaicas interligadas à rede e integradas à cobertura de edificações, com uma potência total de 5,3 MWp em 1993. Apesar do programa ter atingido sua meta, a formação de mercado que ele propiciou não foi grande o suficiente para justificar investimentos em novas

fábricas para a indústria de módulos solares. Em 1993, a Eurosolar propôs um programa de 100.000 telhados solares que no ano seguinte foi aceito pelos Social-Democratas (Hermann Scheer, o primeiro presidente da Eurosolar, era ele próprio um social-democrata e membro do parlamento). Essa proposta, no entanto, não foi apoiada pelo grupo de partidos da bancada governista (conservadores e liberais). Isso levou a se intensificar esforços para mobilizar outras frentes, um processo que demonstrou o alto nível de legitimidade que a tecnologia solar fotovoltaica desfrutava na sociedade alemã.

A ajuda mais importante veio das concessionárias municipais. Em 1989, o código federal que regulava tarifas do setor elétrico foi modificado para permitir que concessionárias fizessem contratos com cobertura de custo com fornecedores de eletricidade gerada por FRE, mesmo que esses custos totais excedessem os custos evitados a longo prazo destas concessionárias.

Depois de muito esforço e pressão de ativistas, várias dezenas de cidades optaram por esse modelo. Como o processo se iniciou em Aachen, isso ficou conhecido como modelo de Aachen.

Uma ajuda adicional veio dos governos dos estados (*Länder*), que tinham seus próprios programas de incentivo ao mercado de FRE, sendo o mais ativo o da Renânia do Norte-Vestfália (*Nordrhein-Westfalen*). Devido a essas iniciativas, o mercado fotovoltaico não desapareceu ao final dos 1.000 telhados solares, e sim continuou a crescer.

Apesar do tamanho desse mercado ser particularmente limitado, essas iniciativas tiveram dois efeitos significativos. Primeiro, elas induziram várias novas empresas, normalmente pequenas, a entrarem no mercado. Em segundo lugar, o grande número de cidades com leis locais de feed-in e revelou um grande interesse público em difundir mais largamente a tecnologia fotovoltaica.

A perspectiva de que o programa de 100.000 telhados solares proposto pela Eurosolar fosse aprovado em breve fez com que duas novas plantas de produção de células solares fossem instaladas na Alemanha, e começassem a produzir em 1998: da ASE com capacidade de 20 MW, e da Shell com capacidade de 9,5 MW.

Ainda em 1998 a coalizão Social-Democratas / Verdes assumiu o governo e se comprometeu a investir em um programa de formação de mercado para a tecnologia solar fotovoltaica. Em janeiro de 1999 o Programa 100 mil telhados solares foi iniciado (sua meta de 350 MWp é atingida em 2003), oferecendo também subsídios na forma de baixas taxas de juros aos investidores.

Em 1999 iniciou-se a reforma da *Feed-in Law*, que resultou na aprovação, em 2000, por pressão de uma grande coalizão que incluiu até uma grande concessionária, do Código das Fontes Renováveis de Energia (*Erneuerbare-Energien-Gesetz*, EEG).

A EEG determinou:

_ que o montante nacional a ser pago pela geração por FRE seria distribuído entre todas as concessionárias, assegurando assim que nenhuma região fosse sobrecarregada, e

_ tarifas (por kWh gerado) específicas para cada FRE, baseadas nos custos reais de geração.

A EEG apresentou as seguintes justificativas para a aplicação das tarifas-prêmio previstas na Feed-in Law:

_ aplica o princípio de “o poluidor paga” com relação às externalidades;

_ o antigo sistema de subsídios, além de sobrecarregar o orçamento do governo, mantinha os preços da energia gerada por FRE artificialmente baixos; e

_ permite a quebra o círculo vicioso de altos custos unitários e baixos volumes de produção típicos das tecnologias de uso de FRE para geração de eletricidade.

Para a energia solar, a EEG estabeleceu o seguinte:

_ tarifas garantidas aos investidores por 20 anos, até que o programa atingisse a potência acumulada de 350MWp;

_ tarifas para 2000-2001: €0,506/kWh para telhados solares de até 5MWp e outras instalações solares de até 10MWp, e

_ tarifas decrescentes a cada ano (~5%) para novas instalações (€0,457/kWh por 20 anos para geradores solares instalados em 2003).

Com essas iniciativas, em 2000 a Alemanha tornou-se líder mundial em telhados solares, tendo operando no país seis indústrias de produção de células e módulos fotovoltaicos (eram duas em 1996). Além disso, a ASE aumentou sua capacidade de produção para 50 MWp (era de 20MW em 1998).

Em menos de cinco anos, em meados de 2003, o limite de potência de 350 MW do programa de 100.000 telhados solares já havia sido atingido (150 MW foram instalados nos primeiros seis meses). Mesmo com o aumento, através da EEG, do limite de potência do programa para 1.000 MW, a instalação de novos sistemas fotovoltaicos caiu drasticamente na metade de 2003, pois a tarifa-prêmio (feed-in tariff) paga pela energia gerada por tecnologia fotovoltaica já não se mostrava financeiramente atrativa para os investidores.

3.2.1.5 2004-2008: Alemanha conquista posição de destaque mundial no mercado de FRE

Prevendo a necessidade de ajustes periódicos, foram previstas revisões a cada quatro anos na EEG. As duas que já ocorreram (em 2004 e 2008), implicaram em emendas que serão indicadas a seguir.

Em 2004, para assegurar o contínuo crescimento do mercado fotovoltaico no país, além da emenda à EEG revisar as tarifas pagas pela energia gerada, também foi eliminado o limite para a capacidade total instalada. Outra alteração importante foi a que beneficiou as indústrias energointensivas, que inicialmente estavam pagando um alto valor nas suas tarifas.

Foi estipulado um limite de 0,05 centavos de € por kWh, para a taxa paga pelos consumidores que apresentavam um consumo superior a 10 GWh de eletricidade ao ano (anteriormente esse valor era de 100 GWh/ano), em uma única unidade consumidora, e cujos custos gastos com a eletricidade representam mais do que 15% (percentual que anteriormente era de 20%) da sua arrecadação bruta.

Em 2008, ocorreu uma reforma nas tarifas pagas aos geradores de energia por FRE (chamadas tarifas de provisionamento, tarifas-prêmio ou *feed-in tariffs*). Tal reforma incluiu um maior percentual de redução anual no valor das tarifas-prêmio pagas, a partir de 2009, para os que se iniciam no programa. A Tabela 2 mostra a variação na regressão anual estipulada para os anos seguintes, de acordo com o tipo de sistema e potência instalada. Além disso, não haverá mais o bônus pago à energia fotovoltaica gerada por sistemas instalados nas fachadas das edificações.

O que informa a Tabela abaixo, para instalações fotovoltaicas integradas a edificações e interligadas à rede elétrica pública na Alemanha com, p.ex., 50 kWp, é o seguinte:

_ Se o investidor inscrever um sistema fotovoltaico de 50 kWp no programa em 2010, ele receberá uma tarifa-prêmio constante, no valor de 37,64 centavos de euro por kWh gerado, durante 20 anos.

_ Se o investidor optar por inscrever o mesmo sistema fotovoltaico de 50 kWp no programa no ano seguinte (2011), o valor da tarifa-prêmio que ele receberá terá uma redução de 9%. Ele passará então a receber 34,25 centavos de euro por kWh gerado, durante 20 anos.

Tabela 3 – Tarifas-prêmio pagas a instalações fotovoltaicas integradas a edificações e interligadas à rede elétrica pública na Alemanha (Centavos de Euro por kWh gerado).

| Ano de entrada no programa | Potência instalada | | | |
|---|--|--|---|--|
| | até 30 kWp | > 30 kWp a 100 kWp | > 100 kWp até 1.000 kWp | > 1.000 kWp |
| | Percentual de redução anual da tarifa-prêmio | | | |
| | -8% em 2009/2010, -9% a partir de 2011 | -8% em 2009/2010, -9% a partir de 2011 | -10% em 2009/2010, -9% a partir de 2011 | -25% em 2009, -10% em 2010, -9% a partir de 2011 |
| Tarifa-prêmio (centavos de euro por kWh gerado) | | | | |
| 2008 | 46,75 | 44,78 | 43,99 | 43,99 |
| 2009 | 43,01 | 40,91 | 39,58 | 33,00 |
| 2010 | 39,57 | 37,64 | 35,62 | 29,70 |
| 2011 | 36,01 | 34,25 | 32,42 | 27,03 |
| 2012 | 32,77 | 31,17 | 29,50 | 24,59 |
| 2013 | 29,82 | 28,36 | 26,84 | 22,38 |
| 2014 | 27,13 | 25,81 | 24,43 | 20,37 |
| 2015 | 24,69 | 23,49 | 22,23 | 18,53 |

3.3 Estudo do mercado espanhol de sistemas fotovoltaicos conectados à rede e os mecanismos de incentivo adotados.

A Espanha tinha, em fins de 2008, 3,35GWp de capacidade PV instalada, sendo mais de 99% conectado à rede⁸. O mercado fotovoltaico espanhol criou 27.000 postos de trabalhos, diretos e indiretos. A Espanha inicialmente incentivou a instalação de grandes centrais, que foram desenvolvidas em uma escala considerável por conta da alta rentabilidade garantida pelo marco regulatório vigente na época para este tipo de projeto. Tal modalidade de empreendimento mostrou-se inviável, com altos custos de instalação, manutenção e transmissão.

⁸ IEA, 2009

A partir de então, a Espanha promoveu algumas alterações no marco regulatório que passaram a incentivar a instalação de sistemas de pequeno porte, gerando energia elétrica próxima da unidade consumidora, por meio de sistemas fotovoltaicos integrados em edifícios, nas fachadas e telhados.

A Espanha adotou uma regulamentação, a partir de 1998, para impulsionar o desenvolvimento de instalações de regime especial mediante a criação de um marco favorável sem incorrer em situações discriminatórias que poderiam ser limitadoras de uma livre concorrência. Nesse contexto estão incluídas as unidades de geração fotovoltaica conectada à rede. Este relatório apresenta o desenvolvimento do mercado fotovoltaico espanhol e a evolução da regulamentação de incentivo aos sistemas fotovoltaicos conectados à rede. No final do mês de outubro de 2008 a Comissão Nacional de Energia Elétrica, CNE, contabilizava 3.130 MW instalados e a Associação da Indústria Fotovoltaica registrava, até o final de 2007, 27.000 empregos, diretos e indiretos, proporcionados pelo desenvolvimento da indústria fotovoltaica espanhola.

A regulamentação Espanhola de incentivos a energia solar fotovoltaica proporcionou o crescimento da indústria fotovoltaica e a geração de 27.000 empregos, diretos e indiretos, até o final de 2008, Tabela 1.

| PUESTOS DE TRABAJO EN EL SECTOR FOTOVOLTAICO | | | |
|--|---------------|--------------|---------------|
| FINAL DE 2007 | DIRECTOS | INDIRECTOS | TOTAL |
| Fabricantes | 3.400 | 3.400 | 6.800 |
| Instaladores | 11.900 | 5.900 | 17.800 |
| Otros | 1.700 | 500 | 2.200 |
| Total | 17.000 | 9.800 | 26.800 |

FUENTE: ASIF.

Tabela 1. Empregos diretos e indiretos proporcionados pela regulamentação de incentivo aos sistemas fotovoltaicos conectados à rede.

3.3.1 Evolução do mecanismo regulatório espanhol

Nos últimos dez anos 4 atos regulatórios foram estabelecidos:

REAL DECRETO 2818/1998, de 23 de dezembro, sobre produção de energia elétrica por instalações abastecidas por recursos ou fontes de energias renováveis, resíduos e cogeração.

REAL DECRETO 436/2004, de 12 de março, com o qual se estabelece a metodologia para a atualização e sistematização do regime jurídico e econômico da atividade de produção de energia elétrica em regime especial.

REAL DECRETO 661/2007, de 25 de maio, com o qual se regulamenta a atividade de produção de energia elétrica em regime especial.

REAL DECRETO 1578/2008, de 26 de setembro, trata da retribuição da atividade de produção de energia elétrica mediante tecnologia solar fotovoltaica para instalações

posteriores a data limite de permanência da retribuição do Real Decreto 661/2007, de 25 de maio, para as instalações fotovoltaicas conectadas à rede.

Somente a partir de 2004, REAL DECRETO 436/2004, com um marco institucional mais estável de incentivo as instalações fotovoltaicas, que se pode observar o efeito da regulamentação no crescimento da potência instalada, Figura 1.

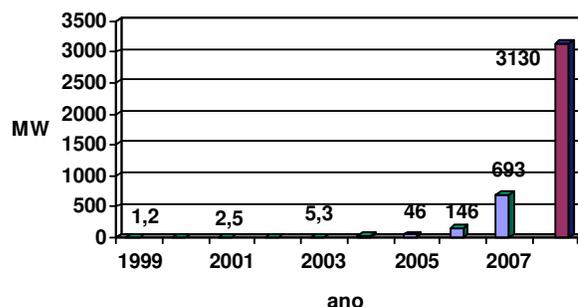


Figura 1. Potencia anual instalada em sistemas fotovoltaicos.

3.3.1.1 Real Decreto n.º 2818, de 23 de dezembro de 1998

Direito a vender seus excedentes ou, em seu caso, a produção de energia elétrica aos distribuidores ao preço final no horário médio do mercado de produção de energia elétrica complementado por um prêmio ou incentivo a um preço fixo. Estabelece-se como limite para o prêmio ou incentivo, 50 MW de potência instalada e uma revisão de Prêmios a cada 4 anos. Podia-se escolher entre:

Prêmios sobre preço final horário de mercado:

- ⇒ Para instalações de até 5 kW, 60 pesetas 36 c€/kWh. (360 €/MWh)
- ⇒ Instalações superiores a 5 kW: 30 pesetas, 18 c€/kWh. (180 €/MWh)

Preço fixo de venda para qualquer horário:

- ⇒ Para instalações de até 5 kW: 66 pesetas, 40 c€/kWh. (400 €/MWh)
- ⇒ Instalações superiores a 5 kW: 36 pesetas, 21 c€/kWh. (210 €/MWh)

Resultado:

Escasso desenvolvimento da Indústria fotovoltaica devido a dificuldade de rentabilizar instalações com potência superior a 5 kW a 21 c€/kWh, 50 MW era um volume muito pequeno para o desenvolvimento da indústria e a incerteza na regulamentação após atingir o objetivo dos 50 MW.

3.3.1.2 Real Decreto n.º 436, de 12 de março de 2004.

Tinha como objetivos proporcionar estabilidade utilizando como referencia a Tarifa Media de Referencia (TMR) para o cálculo de Tarifas e conseguir que no o ano 2010 as fontes de energia renováveis cubram, pelo menos, 12% do total da demanda energética na Espanha

- ⇒ TMR, 2004 → 7,2072 c€/kWh

⇒ TMR, 2005 → 7,3326 c€/kWh

⇒ TMR, 2006 → 7,6662 c€/kWh

Estabelece dois Regimes Econômicos:

- a) Ceder a eletricidade à empresa distribuidora de energia elétrica. Nesse caso, o preço de venda da eletricidade virá expresso em forma de tarifa regulada, única para todos os períodos de programação, em centésimos de euro por kWh.
- b) Vender a eletricidade livremente no mercado, a través do sistema de ofertas gerenciado pelo operador de mercado, do sistema de contratação bilateral ou a prazo ou através de uma combinação de todos eles. Nesse, o preço de venda da eletricidade será o preço que resulte no mercado organizado ou o preço livremente negociado pelo titular ou o representante da instalação, complementado por um incentivo e, em seu caso, por um premio, ambos expressados em centésimos de euro por kWh.

Tarifas Prêmios praticadas:

- ⇒ Instalações com potencia inferior a 100 kW, 575% da TMR durante os primeiros 25 anos de operação e 460% da TMR após os primeiros 25 anos.
- ⇒ Instalações com potência superior a 100 kW, 300% da TMR durante os primeiros 25 anos de operação e 240% após os primeiros 25 anos.

Resultado:

Com preços de instalação de 6 €/Wp era possível obter rentabilidades superiores a 12% em 25 anos para sistemas de geração divididos em “n” de 100 KW. Esta situação provocou grande demanda de pedidos de pontos de conexão nas empresas elétricas, 12.000 MW solicitados no final de 2005. Ocorreu forte incremento do setor industrial fotovoltaico com importante criação de empregos. (investimentos industriais em 2007 de 486 Milhões de Euros e 26.800 empregos). No final de 2007 já havia 634 MW instalados quando o objetivo de 2010 era de 410 MW.

3.3.1.3 Real Decreto n.º 661, de 25 de maio de 2007.

Estabeleceu Avais de 500 € por kW na solicitação de pontos de conexão em instalações de centrais solares que ocupam terreno dedicado a produção de eletricidade. As instalações incorporadas em edificações estavam isentas de avais. Desvincula a tarifa a faturar da Tarifa Media de Referencia.

As tarifas estabelecidas são apresentadas na Tabela 2.

| Tarifa Regulada | | |
|--------------------|-------------------|-------------------|
| Potência | Primeiros 25 anos | Depois de 25 anos |
| P < 100 kW | 0,440381 €/kWh | 0,352305 €/kWh |
| 100 kW < P < 10 MW | 0,417500 €/kWh | 0,334000 €/kWh |
| P > 10 MW | 0,229764 €/kWh | 0,183811 €/kWh |

Tabela 2. Tarifas fixadas pelo REAL DECRETO 661/2007.

Resultado:

A incorporação de avais de 500 € por kW freia as solicitações de pontos de conexão. A indústria fotovoltaica Espanhola se dimensiona para atender uma demanda de instalações da ordem de 3.000 MW ano em 2.008 das que uma mínima parte (aproximadamente 5 %) está em telhados.

3.3.1.4 Real Decreto n.º 1578, de 26 de setembro de 2008.

Propõe-se um objetivo anual de potencia que evolucionará de maneira coordenada com as melhoras tecnológicas, em lugar de utilizar a potencia total acumulada para fixar os limites do mercado.

Para garantir um mercado mínimo para o desenvolvimento do setor fotovoltaico e, ao mesmo tempo, assegurar a continuidade do sistema de apoio, estabelece um mecanismo de retribuição mediante a inscrição em um registro de retribuição que dê a necessária segurança jurídica aos promotores em relação a retribuição que obterá a instalação uma vez posta em funcionamento.

Estabelece novas regras para as tarifas prêmios com a intenção racionalizar a implantação de grandes instalações em terreno pertencentes a uma multiplicidade de titulares, de tal forma que se evite a parcelamento de uma única instalação em varias de menor tamanho, com o objetivo de obter um marco retribuição mais favorável.

| Potência | Tarifa Regulada |
|-----------------------------------|-----------------|
| Telhados com $P < 20$ kW | 0,34 €/kWh |
| Telhados com 20 kW $< P < 2$ MW | 0,32 €/kWh |
| $P > 10$ MW | 0,32 €/kWh |

Tabela 3. Tarifas fixadas pelo REAL DECRETO 1578/2008, de 26 de setembro.

Resultado:

Freio inicial a indústria fotovoltaica (de capacidade de 3.000 MW/ano para 500 MW/ano), reorientação empresarial para instalações em coberturas e telhados limitando as instalações em terreno, busca de redução de custos e ajuste de rentabilidade.

A regulamentação adotada inicialmente na Espanha não permitiu o desenvolvimento da indústria devido a limitação da potência a ser instalada. Recomenda-se, em um programa para o desenvolvimento da energia solar fotovoltaica no Brasil, estabelecer um volume de sistemas que propicie o desenvolvimento tecnológico industrial no país.

Nas atualizações do regime econômico espanhol dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede houve um descontrole com a instalação de grandes centrais devido a alta rentabilidade oferecida aos grandes investidores O novo regime econômico em vigência na Espanha reconheceu as vantagens que oferecem as instalações integradas em edifícios, seja em fachadas ou sobre telhados, por seus benefícios como geração distribuída próxima a unidade consumidora, porque não aumentam a ocupação de território e por sua contribuição a difusão social das energias renováveis. Recomenda-se adotar no país um programa que considere e dê maiores incentivos aos sistemas integrados em edificações.

4 - PANORAMA NACIONAL

A comercialização de sistemas fotovoltaicos iniciou-se no Brasil no final da década de 70, na área de telecomunicações, com a produção de módulos a partir de células importadas dos Estados Unidos.

No início de 1980 surgiu a empresa Heliodinâmica, que iniciou suas atividades fabricando coletores solares planos para aquecimento de água de uso residencial e industrial. A empresa realizou a primeira instalação de um sistema de bombeamento fotovoltaico em território nacional em Caicó/RN. A seguir, começou a produzir tarugos cilíndricos de Silício monocristalino, além de células e módulos fotovoltaicos para acionamento de estações repetidoras de microondas.

Adicionalmente à fabricação de células solares e módulos fotovoltaicos, a Heliodinâmica desenvolveu componentes para sistemas de eletrificação rural, motores de corrente contínua para sistemas de bombeamento de águas superficiais e profundas, sistemas de telecomunicações e cercas elétricas.

Quando a empresa iniciou suas atividades, vigorava no País a chamada “Lei da informática”, criada com o intuito de preservar o mercado interno para fornecedores nacionais de equipamentos e programas de computador.

A utilização comum do Silício monocristalino por parte da indústria de microeletrônica e de células solares permitiu que os equipamentos fotovoltaicos fossem protegidos pela lei. Logo, a empresa contou com a reserva de mercado por um período de aproximadamente 10 anos, porém aparentemente não foi suficiente para garantir a estabilidade financeira necessária para seu posterior crescimento e produção de componentes e sistemas a preços compatíveis com os existentes no mercado internacional.

Em 1992, as barreiras alfandegárias à importação de equipamentos de informática começaram a ser retiradas e empresas internacionais passaram a disputar o mercado nacional.

O Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios (PRODEEM), criado em 1994, promoveu a aquisição de sistemas fotovoltaicos por meio de licitações internacionais. Foi instalado o equivalente a 5 MWp em aproximadamente 7.000 comunidades espalhadas por todo o Brasil.

A metodologia adotada na época não permitiu uma inserção tecnológica sustentável, de modo que não se logrou êxito no amadurecimento dessa alternativa de geração.

Desde 2005, o PRODEEM vem sendo incorporado no Programa Luz para Todos (LpT), e vem considerando a possibilidade de utilização dessa tecnologia para atender projetos especiais e específicos, em localidades onde não é possível o atendimento pelo meio convencional de extensão da rede de distribuição.

A aprovação desses projetos está condicionada à sua viabilidade econômica e às características socioeconômicas da comunidade.

Devido à essa especificidade de aplicação, tais aplicações não são consideradas como fator relevante de incentivo para a energia solar fotovoltaica. Concretamente, ainda não há novos projetos executados segundo tais características.

O fato é que no Brasil, atualmente, não há uma cadeia produtiva consolidada de sistemas fotovoltaicos, embora o País detenha uma das maiores reservas mundial de Silício, que é a matéria prima para a fabricação desses componentes.

A oportunidade para a inserção da tecnologia fotovoltaica no contexto energético nacional, com a criação de um parque industrial competitivo, capaz, inclusive, de disputar o mercado internacional, está condicionada à instalação de indústrias de beneficiamento do Silício para fabricá-lo no grau de pureza solar.

Existe um grande e crescente mercado de Silício no mundo, do qual o Brasil só participa como exportador de Silício metalúrgico, de baixo valor agregado. O beneficiamento para a obtenção de graus maiores de pureza multiplica de 7 a 10 vezes o valor desse material para exportação, além de tornar mais abundante e acessível no país a matéria-prima para sistemas fotovoltaicos a custos competitivos. Esse mercado crescente, e a conseqüente diminuição dos custos permitem vislumbrar que, num futuro não muito distante, essa tecnologia poderá tornar-se uma alternativa econômica e viável para a geração distribuída em ambiente urbano, onde particulares, por iniciativa própria, se tornarão suas próprias “companhias” de energia. O Brasil pode optar por ser um mero expectador deste processo ou um líder atuante.

O Brasil, conforme já citado, é atualmente um dos maiores exportadores de Silício metálico. Junte-se o fato de que o país possui uma base energética renovável, que permitiria a produção de Silício com baixas emissões de carbono, o que é um diferencial ecológico/ambiental frente aos países desenvolvidos e principalmente frente à China, de forma que poder-se-ia implementar no país a indústria de processamento de Silício, e, em seqüência, fomentar o desenvolvimento de uma indústria fotovoltaica.

Há ainda como importante ponto a destacar a interseção entre as indústrias microeletrônica e fotovoltaica nessa etapa da cadeia produtiva. De fato, uma planta de purificação de silício atende a ambas as indústrias e a microeletrônica, por sua vez, é opção estratégica da Política de Desenvolvimento Industrial brasileira. Uma unidade de purificação de silício apresenta adicionalmente sinergias com toda a química do silício e a conjugação desses fatores certamente contribui para a sua viabilização e diminui os custos do produto nacional.

Em termos tecnológicos e para a aplicação que está sendo proposta neste estudo, a geração distribuída fotovoltaica ainda é muito incipiente, mas já chama a atenção de grandes investidores devido ao grande potencial encontrado no país. Atualmente 29 unidades estão em operação (157 KWp), sendo a maioria instaladas em centros de pesquisa e Universidades, com finalidade de pesquisa e desenvolvimento.

A maioria desses projetos tem o objetivo de estudar a viabilidade técnica desse tipo de geração e estabelecer os cenários de viabilidade econômica para a concorrência com as demais fontes disponíveis.

Cabe destacar o acordo de cooperação técnico-científico para implantação do Centro Brasileiro para o Desenvolvimento de Energia Solar Fotovoltaica (CB-SOLAR), na Faculdade de Física da Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul (PUCRS), estabelecido entre o MCT, a Secretaria Estadual da Ciência e Tecnologia, a Secretaria Estadual de Energia, Minas e Comunicações, a Secretaria Municipal da Produção, Indústria e Comércio, a Companhia Estadual de Energia Elétrica (CEEE) e a PUCRS. Tal projeto conta, inclusive, com o apoio do MME.

Deste acordo de cooperação surgiu uma planta piloto para produção nacional de células e módulos fotovoltaicos e representa uma importante iniciativa para capacitação e pesquisa, já produzindo painéis de excelente qualidade. Sua capacidade de produção é de pequeno porte para atender a uma demanda mais robusta, necessitando de apoio para transferência de tecnologia para uma escala industrial.

Uma outra importante ação foi o “Estudo Prospectivo para Energia Solar Fotovoltaica” coordenado pelo Centro de Gestão e Estudos Estratégicos (CGEE), que buscou identificar os pontos fortes e fracos do potencial produtivo brasileiro para atuar competitivamente a médio prazo, além das características do mercado nacional e internacional que justifiquem um programa intensivo e coordenado entre governo, empresa e academia. Esta iniciativa promovida pelo MCT contribuiu como fonte de informação para substanciar o posicionamento do GT-GDSF, em especial no que se refere ao fomento às cadeias produtivas do Silício e de sistemas fotovoltaicos.

4.1 – ANÁLISE DO ESTUDO DA SITUAÇÃO DOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE EM OPERAÇÃO NO PAÍS.

A instalação de geradores fotovoltaicos (FV) conectados à rede elétrica tem crescido substancialmente em países como Alemanha, Espanha e Estados Unidos e a chegada desse movimento no Brasil é uma questão de tempo. Para ter idéia da escala desse movimento, em 2007 a Alemanha instalou 1.100 MW de FV, fechando o ano com 3.800 MW instalados. Nesses países a disponibilidade de energia solar coincide temporalmente com o pico de carga dos respectivos sistemas elétricos.

Há uma tendência mundial na aplicação da geração fotovoltaica em sistemas conectados à rede instalados em residências e edificações, pois a geração próxima ao ponto de consumo reduz os custos associados ao transporte de energia. Além disto, como a maioria dos países que estimulam a energia solar fotovoltaica são países desenvolvidos, com quase a totalidade de sua população eletrificada, é natural que os sistemas conectados sejam predominantes.

O caso brasileiro é certamente diferente. As aplicações fotovoltaicas no Brasil estão mais difundidas no entorno rural e destinadas à universalização do serviço elétrico e bombeamento de água. No entanto, já há cerca de 3 (três) dezenas de sistemas fotovoltaicos operando como unidades de geração distribuída em paralelo com a rede elétrica de baixa tensão. De fato já pode contabilizar 29 sistemas totalizando 157 kW instalados, todos conectados em

ponto interno do consumidor constituindo, em certa medida, uma operação denominada “net-metering”. No anexo são apresentadas as instalações em operação no país.

O fato é que esta tecnologia no Brasil ainda é cara. O custo do sistema é da ordem de US\$ 7.000/kWp, com o custo de geração da ordem de R\$ 1.200/MWh, o que não a torna competitiva com as outras fontes renováveis. Deste modo, a princípio, não haveria sentido em promover este tipo de geração de energia em detrimento à alternativas de geração de menor custo, como PCH, eólica e biomassa.

Porém a expectativa da equiparação de custos entre a geração fotovoltaica e o valor da tarifa praticado pode vir a promover um ambiente favorável à utilização da energia fotovoltaica em edificações, sendo, portanto, necessária uma análise de possíveis adequações nos parâmetros técnicos e regulatórios atuais. Isto porque os sistemas fotovoltaicos poderão ser dimensionados para atender à demanda e, eventualmente, gerar uma energia excedente que poderá ser disponibilizada na rede.

A geração de energia no ponto de consumo gera um novo parâmetro de comparação, que é o valor da tarifa paga pelo consumidor final. O custo da energia gerada deve ser comparado com a tarifa da energia convencional que está sendo paga no ponto de consumo.

De acordo com a ANEEL há tarifas de classe de consumo residencial praticado por concessionária na ordem de R\$ 414/MWh. Se considerarmos a curva da evolução do valor das tarifas e do custo da geração fotovoltaica, há projeções que indicam uma paridade entre esses valores para a próxima década (2010/2020). Essa paridade, certamente, será atingida primeiramente nas regiões onde existe uma combinação de alto grau de insolação e altas tarifas da energia residencial convencional. Este cenário estabelece uma condição econômica mais favorável para a geração fotovoltaica.

Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede em edificações podem atuar em sinergia com o sistema de distribuição, minimizando a carga, como por exemplo, a carga gerada por equipamentos de ar condicionado em centros comerciais. Esse alívio de carga e aumento da disponibilidade energética pode ser um mecanismo de promoção de eficiência energética.

Nos centros urbanos, os sistemas fotovoltaicos poderão ser utilizados em áreas já ocupadas, telhados de residências, coberturas de estacionamentos e coberturas de edifícios, como unidades de geração distribuída. Um bom exemplo para a aplicação da geração distribuída com sistemas fotovoltaicos integrados em edificações seria sua implantação em prédios públicos, quase todos com uma curva de carga mais expressiva no período diurno.

Essa particularidade, curva de consumo coincidente com o período de geração, permite o estabelecimento de estratégias de redução de consumo em edificações urbanas e, conseqüentemente, conservação de energia primária nas unidades de geração.

Essa coincidência temporal tende a ocorrer em regiões predominantemente comerciais onde, devido ao uso intensivo de condicionadores de ar, a carga máxima ocorre durante dias particularmente quentes. Como esses dias geralmente são ensolarados, a geração FV neste caso tende a existir nos momentos de carga máxima, agregando capacidade de geração efetiva apesar de sua intermitência.

No Brasil, não há ainda uma quantidade de sistemas conectados, num mesmo local, que representem um bloco de energia significativo, a ponto de caracterizar o real impacto dessas questões nas dimensões do Sistema Interligado.

O sistema fotovoltaico tende a se comportar de modo estável quanto aos níveis de tensão e de curto circuito, mas essas análises são baseadas em experiências internacionais e em poucos sistemas instalados no Brasil.

Outras questões também devem ser aprofundadas, como a flutuação e problemas de ajustes de tensão, alteração de níveis de curto circuito, energização reversa indevida na rede em manutenção, entre outros. Esses pontos poderão ser esclarecidos com programas piloto para instalação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede numa escala muito maior do que a atualmente existente no país, com participação das concessionárias, através do P&D ANEEL ou do CT-ENERG.

Além das questões técnicas, outro ponto a ser analisado é a consideração de que este tipo de geração tende a ser considerada, num primeiro momento, como perda de receita das distribuidoras de energia do Sistema Elétrico.

Isto está diretamente relacionado ao ponto de conexão, ou seja, se antes ou depois do medidor de energia instalado na residência. A injeção da energia gerada pelos sistemas fotovoltaicos à montante do medidor, a princípio, não significa perda de receita para a distribuidora, pois o consumidor continuará pagando pela totalidade da energia que recebe da rede. Esta configuração só é viável, do ponto de vista do empreendedor, se houver outro medidor, que contabilizará exclusivamente a energia gerada, remunerada por uma tarifa-prêmio. Na hipótese da conexão à jusante do medidor, a residência terá um fornecimento direto da energia gerada, sendo que somente demandará à rede, uma eventual carga que porventura não foi atendida. Isso significa uma redução da demanda daquela unidade, o que significa efetivamente uma redução de receita à distribuidora.

Deste modo, deve-se propor à ANEEL uma análise dos possíveis impactos no equilíbrio econômico financeiro das distribuidoras, contrabalanceando as possíveis variações na Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição (TUSD fio) por redução de mercado com o fator compensatório das perdas de transmissão e distribuição.

4.2 – ANÁLISE DO ARCABOUÇO TÉCNICO E REGULATÓRIO

Em termos de marco regulatório, há uma série de arcabouços legais instituídos que permitem a utilização da energia solar fotovoltaica.

No art. 15, § 3º, da Lei n.º 10.438/02, está prevista a possibilidade das permissionárias e autorizadas do serviço público de energia elétrica contratar ou associar-se com agentes detentores de tecnologia do uso da energia solar, para atender a obrigatoriedade de fornecimento em toda sua área de concessão, conforme estabelecido nessa mesma Lei.

O art. 24, da mesma Lei, modifica o artigo 2º da Lei n.º 9.991 (dispõe sobre realização de investimentos em pesquisa e desenvolvimento por parte das empresas concessionárias, permissionárias e autorizadas do setor de energia elétrica), estabelecendo isenção da obrigatoriedade de aplicação de pelo menos 1% de sua receita operacional líquida em P&D e eficiência energética para as empresas que geram eletricidade a partir de fonte solar.

Talvez o instrumento mais representativo, no caso de fomento à energia fotovoltaica, seja o art. 23 da Lei n.º 10.438/02, que altera o disposto no artigo 4º, §8º, da Lei n.º 5.655/71, e dispõe:

“§ 8º - Para os fins deste artigo, a Eletrobrás instituirá programa de fomento específico para a utilização de equipamentos, de uso individual e coletivo, destinados à transformação de energia solar em energia elétrica, empregando recursos da Reserva Global de Reversão – RGR e contratados diretamente com as concessionárias e permissionárias.”

Criada em 1957, a RGR corresponde a um porcentual dos ativos das concessionárias de energia elétrica que é recolhido em favor da Eletrobrás, para que a mesma disponha de recursos para financiar a expansão do sistema e a melhoria da qualidade do serviço (onde se enquadra a Eficiência Energética).

Este fundo seria extinto em 2002, mas teve sua vigência prorrogada até o ano de 2010 (artigo 18 da Lei n.º 10.438). Atualmente, o montante de recurso disponível está na ordem de R\$ 7 bilhões, e pode vir a ser uma possível fonte de recursos para o início de um programa de fomento. Hoje, parte destes recursos é utilizada para Eficiência Energética, no âmbito do PROCEL.

Embora já esteja no final do prazo de vigência de captação de novos recursos, este fundo pode vir a ser uma fonte potencial a um possível programa de incentivo à energia fotovoltaica, devido ao seu mecanismo de gestão do recurso disponível por meio de empréstimos.

Este tema deve ser mais aprofundado com análises e simulações criteriosas quanto ao real comprometimento dos recursos para a implantação de um programa de incentivo eficiente.

Apesar destes dispositivos, a questão é que a regulamentação não é clara e atualizada para o uso da energia solar fotovoltaica conectada à rede, com procedimentos definidos e facilmente acessíveis a todos os usuários de energia elétrica. O arcabouço regulatório vigente não estabelece impedimentos para a conexão, porém não o facilita, em virtude das exigências impostas pelas concessionárias, conforme demonstrado a seguir.

4.3 – ANÁLISE DO DISPOSITIVO REGULAMENTAR DE PROCEDIMENTO DE DISTRIBUIÇÃO – (PRODIST)

Atualmente, o Dispositivo Regulamentar de Procedimento de Distribuição (PRODIST) da ANEEL normatiza e padroniza as atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e desempenho dos sistemas de distribuição de energia elétrica. E se aplica inclusive à condição de geração distribuída nos sistemas de baixa tensão.

Os principais objetivos do PRODIST são:

- a) garantir que os sistemas de distribuição operem com segurança, eficiência, qualidade e confiabilidade;
- b) propiciar o acesso aos sistemas de distribuição, assegurando tratamento não discriminatório entre agentes;
- c) disciplinar os procedimentos técnicos para as atividades relacionadas ao planejamento da expansão, à operação dos sistemas de distribuição, à medição e à qualidade da energia elétrica;
- d) estabelecer requisitos para os intercâmbios de informações entre os agentes setoriais;
- e) assegurar o fluxo de informações adequadas à ANEEL;
- f) disciplinar os requisitos técnicos na interface com a Rede Básica, complementando de forma harmônica os Procedimentos de Rede.

O PRODIST disciplina o relacionamento entre os agentes setoriais no que se refere aos sistemas elétricos de distribuição, que incluem todas as redes e linhas de distribuição de energia elétrica em tensão inferior a 230 kV, seja em baixa tensão (BT), média tensão (MT) ou alta tensão (AT).

Estão sujeitos ao PRODIST:

- a) concessionárias, permissionárias e autorizadas dos serviços de geração distribuída e de distribuição de energia elétrica (denominadas neste documento como distribuidoras);
- b) consumidores de energia elétrica conectados ao sistema de distribuição, em qualquer classe de tensão (BT, MT e AT), inclusive consumidor ou conjunto de consumidores reunidos por comunhão de interesses de fato, ou de direito;
- c) cooperativas de eletrificação rural;
- d) importador e exportador de energia elétrica conectados ao sistema de distribuição.

O PRODIST é composto de seis módulos técnicos, que abrangem as macro-áreas de ações técnicas dos agentes de distribuição, e dois módulos Integradores. Alguns módulos merecem atenção especial para que sejam adequados pela ANEEL para que a conexão a rede se torne efetiva, destacando-se:

- Módulo 02 – Planejamento: deve-se considerar a geração distribuída em baixa tensão no planejamento das redes pelas concessionárias, considerando os impactos nas perdas e nível de tensão dos circuitos de baixa tensão. Alguns ajustes são necessários, por exemplo, nas seções referentes à previsão de carga, critérios de estudo de planejamento, plano de desenvolvimento da distribuição, especificamente no caso do plano de expansão dos sistemas de distribuição de baixa tensão.

Outros pontos necessários de adequação referem-se às campanhas de medição e caracterização da carga, que subsidiam a estrutura das tarifas de distribuição e que deverão considerar a inserção dos geradores fotovoltaicos conectados nos circuitos de baixa tensão.

- Módulo 03 – Acesso aos Sistemas de Distribuição (estabelece a rotina junto à concessionária de distribuição para a consulta de acesso e os critérios exigidos) é o módulo mais afeto à questão da geração distribuída fotovoltaica conectada à rede.

No modelo atual, o prazo médio decorrente entre o pedido de informação de acesso até o efetivo acesso e indicação do ponto de conexão pode chegar a 390 dias, para o atendimento a todas as especificações determinadas.

Obviamente, tal prazo torna-se um impeditivo à promoção desse tipo de geração. As especificidades exigidas nos estudos dos pontos de conexão, para o empreendedor fotovoltaico de pequeno porte, também pode ser considerado um impeditivo. Nesse sentido, para este caso em específico, devem ser revistos e simplificados os modelos de “Contrato de Uso do Sistema de Distribuição – CUSD” e “Contrato de Conexão ao Sistema de Distribuição – CCD”, no intuito de alavancar este tipo de iniciativa.

Outra contribuição importante pode ocorrer no Módulo 05 – Medição, promovendo a padronização das exigências de SMF e recomendando esquemas mais simplificados e menos onerosos, haja vista que o montante de energia fornecido é baixo.

Cabe destacar a necessidade de análise mais profunda, também, no módulo 08 – Qualidade, no que se refere à influência desse tipo de geração nos indicadores a serem monitorados e padrões a serem observados pelos sistemas que conectam à rede.

Em paralelo a estes procedimentos, há a obrigatoriedade de registro do empreendimento junto à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, aportando inclusive as garantias necessárias. Para que seja realizada a devida contabilidade e liquidação, a ONS estabelece a obrigatoriedade de instalação de sistema de medição de quatro quadrantes (Módulo 12.2 dos procedimentos de rede do ONS).

Em termos práticos não há muitas experiências realizadas no Brasil nesse caso. O mais próximo é o projeto em andamento capitaneado pela COPEL, que prevê a venda de energia oriunda do excedente de geração de empreendimentos de agroenergia (biogás produzido em biodigestores de dejetos de suínos) na região oeste do Paraná.

É primordial a revisão do atual marco regulatório, no sentido de viabilizar a conexão e injeção dessa energia na rede, garantindo receita para o empreendedor e mecanismos de controle suficientes para a redução de perdas e melhoria nos níveis de tensão. No caso do PRODIST, é necessária uma adequação dos procedimentos já estabelecidos considerando os aspectos específicos da geração fotovoltaica conectada à rede de baixa tensão, tais como: quantidade de conexões à rede permitida; esquemas de proteção e redundâncias; forma de comercialização e encargos; medição da eletricidade produzida.

4.4 – ESTUDO DA CARGA TRIBUTÁRIA E ALFANDEGÁRIA INCIDENTE NO PAÍS SOBRE OS EQUIPAMENTOS UTILIZADOS EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE.

Apresenta-se neste tópico a carga de tributos incidentes sobre os componentes dos sistemas de Geração Distribuída baseada em Energia Solar Fotovoltaica (GDSF), além dos encargos e obrigações que a ANEEL estabelece para qualquer tipo de geração distribuída conectada a uma rede elétrica de uma concessionária. Observa-se que não incide Imposto sobre Produtos Industrializados, nem Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços. Há incidência de

Imposto de Importação sobre células e PIS/CONFINS. Finalmente, apresentam-se requerimentos de conexão e seus requisitos de projeto.

Mostra-se aqui o volume de impostos e encargos incidentes nos diversos componentes que seriam necessários a montagem de um sistema solar conectado à rede. É importante entender que o arcabouço tributário vigente já onera pouco os componentes da GDSF. Ainda persiste a incidência de PIS-CONFINS e do imposto de importação sobre células. Entretanto, as maiores dificuldades são aquelas referentes à conexão a rede, impostas pelas concessionárias. Outro ponto que deve ser considerado é a incidência de ICMS sobre a energia elétrica vendida. Logicamente, no caso de sistemas domésticos que não resultarão em contrato de venda isto não se aplica, mas no caso de produtores independentes este é um ponto a ser explorado para possível isenção.

Serão apresentados os percentuais relativos aos seguintes tributos: Imposto sobre Produtos Industrializados (IPI), Imposto de Importação (II), PIS-COFINS, Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS).

4.4.1 IPI – Imposto sobre Produtos Industrializados

A Tabela 1 apresenta os valores de incidência do Imposto sobre Produtos Industrializados (TIPI), estabelecidos pelo Decreto 6.006/2006. No caso dos componentes da GDSF, estes valores são constantes da seção XVI: Máquinas e aparelhos, material elétrico, e suas partes; aparelhos de gravação ou de reprodução de som, aparelhos de gravação ou de reprodução de imagens e de som em televisão, e suas partes e acessórios.

| | TABELA DE INCIDÊNCIA DO IMPOSTO SOBRE PRODUTOS INDUSTRIALIZADOS (TIPI) – DECRETO 6.006/2006 | |
|---------|--|--|
| | SEÇÃO XVI MÁQUINAS E APARELHOS, MATERIAL ELÉTRICO, E SUAS PARTES; APARELHOS DE GRAVAÇÃO OU DE REPRODUÇÃO DE SOM, APARELHOS DE GRAVAÇÃO OU DE REPRODUÇÃO DE IMAGENS E DE SOM EM TELEVISÃO, E SUAS PARTES E ACESSÓRIOS | |
| 85.41 | Diodos, transistores e dispositivos semelhantes semicondutores; dispositivos fotossensíveis semicondutores, incluídas as células fotovoltaicas, mesmo montadas em módulos ou em painéis; diodos emissores de luz; cristais piezelétricos montados. | |
| 8541.10 | -Diodos, exceto fotodiodos e diodos emissores de luz | |
| 8541.20 | -Transistores, exceto os fototransistores: | |
| 8541.30 | -Tiristores, "diacs" e "triacs", exceto os dispositivos fotossensíveis | |
| 8541.40 | -Dispositivos fotossensíveis semicondutores, incluídas as células fotovoltaicas, mesmo montadas em módulos ou em | |

| | | |
|------------|---|--------------|
| | painéis; diodos emissores de luz | |
| 8541.40.1 | Não montados | |
| 8541.40.16 | Células solares | 0 |
| 8541.40.19 | Outros | 2 |
| 8541.40.2 | Montados, exceto as células fotovoltaicas em módulos ou painéis | |
| 8541.40.3 | Células fotovoltaicas em módulos ou painéis | |
| 8541.40.31 | Fotodiodos | 10 |
| 8541.40.32 | Células solares | 0 |
| 8541.40.39 | Outras | 10 |
| NCM | 1.1.1.1.1.1 DESCRIÇÃO | ALÍQUOTA (%) |
| 85.01 | Motores e geradores, elétricos, exceto os grupos eletrogêneos. | |
| 8501.3 | -Outros motores de corrente contínua; geradores de corrente contínua: | |
| 8501.31 | --De potência não superior a 750W | |
| 8501.31.20 | Geradores | 0 |
| 8501.32 | --De potência superior a 750W mas não superior a 75kW | |
| 8501.32.20 | Geradores | 0 |
| 8501.33 | --De potência superior a 75kW mas não superior a 375kW | |
| 8501.33.20 | Geradores | 0 |
| 8501.34 | --De potência superior a 375kW | |
| 8501.34.11 | De potência inferior ou igual a 3.000kW | 0 |
| 8501.34.19 | Outros | 0 |
| 8501.34.20 | Geradores | 0 |

A Tabela acima deixa claro que não há incidência de IPI nem sobre células, nem sobre módulos fotovoltaicos.

4.4.2 II – Imposto de Importação

A Tabela 2 apresenta os valores de incidência do Imposto de Importação ou Tarifa Externa Comum (TEC), estabelecidos pela Resolução CAMEX no. 40. No caso dos componentes da GDSF, estes valores são constantes da seção 85.41: Diodos, transistores e dispositivos semelhantes semicondutores; dispositivos fotossensíveis semicondutores, incluídas as células fotovoltaicas, mesmo montadas em módulos ou em painéis; diodos emissores de luz; cristais piezelétricos montados.

Tabela 2

| | | |
|-------|---|--|
| | TARIFA EXTERNA COMUM BRASIL POSIÇÃO DA NCM EM 01/04/2009 (Atualizada até a Resolução CAMEX no 29, de 05/06/2009) | |
| 85.41 | Diodos, transistores e dispositivos semelhantes semicondutores; dispositivos fotossensíveis semicondutores, incluídas as células fotovoltaicas, mesmo montadas em | |

| | | |
|------------|---|--------------------|
| | módulos ou em painéis; diodos emissores de luz; cristais piezelétricos montados. | |
| 8541.10 | -Diodos, exceto fotodiodos e diodos emissores de luz | |
| 8541.20 | -Transistores, exceto os fototransistores: | |
| 8541.30 | -Tiristores, "diacs" e "triacs", exceto os dispositivos fotossensíveis | |
| 8541.40 | -Dispositivos fotossensíveis semicondutores, incluídas as células fotovoltaicas, mesmo montadas em módulos ou em painéis; diodos emissores de luz | |
| 8541.40.1 | Não montados | |
| 8541.40.2 | Montados, exceto as células fotovoltaicas em módulos ou painéis | |
| 8541.40.3 | Células fotovoltaicas em módulos ou painéis | |
| 8541.40.31 | Fotodiodos | 12 |
| 8541.40.32 | Células solares | 12 |
| 8541.40.39 | Outras | 12BIT |
| 8541.50 | -Outros dispositivos semicondutores | |
| 8541.60 | -Cristais piezelétricos montados | |
| 8541.90 | -Partes | |
| NCM | DESCRIÇÃO | ALÍQUOTA DO II (%) |
| 85.01 | Motores e geradores, elétricos, exceto os grupos eletrogêneos. | |
| 8501.3 | -Outros motores de corrente contínua; geradores de corrente contínua: | |
| 8501.31 | --De potência não superior a 750W | |
| 8501.31.20 | Geradores | 18 |
| 8501.32 | --De potência superior a 750W mas não superior a 75kW | |
| 8501.32.20 | Geradores | 18 |
| 8501.33 | --De potência superior a 75kW mas não superior a 375kW | |
| 8501.33.20 | Geradores | 14BK |
| 8501.34 | --De potência superior a 375kW | |
| 8501.34.11 | De potência inferior ou igual a 3.000kW | 14BK |
| 8501.34.19 | Outros | 0BK |
| 8501.34.20 | Geradores | 14BK |

Esta Tabela mostra que há incidência de IPI sobre células solares, assim como sobre os módulos.

4.4.3 PIS-COFINS

A Instrução Normativa SRF nº 572, de 22 de novembro de 2005, define as contribuições do PIS-COFINS, que serão calculadas mediante aplicação, sobre a base de cálculo, das alíquotas de:

- a. 1,65%, para a Contribuição para o PIS/Pasep-Importação; e
- b. 7,6 %, para a Cofins-Importação.

4.4.4 ICMS

Abaixo são apresentadas as condições de aplicação do ICMS nos Estados da Bahia e São Paulo. Por conta do Convênio entre o Tesouro e o Confaz, até 31 de julho de 2009, assim como não há incidência de IPI, também não há incidência de ICMS sobre os módulos fotovoltaicos.

4.4.4.1 São Paulo

Abaixo encontra-se o trecho do Decreto nº 46.295, de 23 de Novembro de 2001, do Governo do Estado de São Paulo, que regulamenta e estabelece as alíquotas incidentes sobre equipamentos ligados aos Sistemas solares fotovoltaicos.

ANEXO I ISENÇÕES - (isenções a que se refere o artigo 8º deste regulamento)

Artigo 30 (ENERGIA SOLAR E EÓLICA) - Operações com os produtos a seguir indicados, classificados nos códigos da Nomenclatura Brasileira de Mercadorias - Sistema Harmonizado - NBM/SH (Convênios ICMS-101/97, com alteração dos Convênios ICMS-46/98 e ICMS-61/00, e ICMS-7/00, cláusula primeira, IV, "n"):

I - aerogeradores para conversão de energia dos ventos em energia mecânica para fins de bombeamento de água e/ou moagem de grãos, 8412.80.00;

II - bomba para líquidos, para uso em sistema de energia solar fotovoltaico em corrente contínua, com potência não superior a 2 HP, 8413.81.00;

III - aquecedores solares de água, 8419.19.10;

IV - geradores fotovoltaicos (Convênio ICMS-101/97, cláusula primeira, "caput", na redação do Convênio ICMS-93/01): (Redação dada ao inciso IV pelo inciso IX do art. 1º do Decreto 46.295 de 23/11/2001; DOE 24/11/2001; efeitos a partir de 22/10/2001)

a) de potência não superior a 750W, 8501.31.20;

b) de potência superior a 750 W, mas não superior a 75 KW, 8501.32.20;

c) de potência superior a 75 KW, mas não superior a 375 KW, 8501.33.20;

d) de potência superior a 375 KW - 8501.34.20;

IV - gerador fotovoltaico de potência não superior a 750W, 8501.31.20;

V - aerogeradores de energia eólica, 8502.31.00;

VI - células solares (Convênio ICMS-101/07, cláusula primeira, "caput", na redação do Convênio ICMS-93/01):(Redação dada ao inciso VI pelo inciso IX do art. 1º do Decreto 46.295 de 23/11/2001; DOE 24/11/2001; efeitos a partir de 22/10/2001)

a) não montadas, 8541.40.16;

b) em módulos ou painéis, 8541.40.32. (Redação dada pelo inciso II do artigo 4º do Decreto 50.977, de 20-07-2006, efeitos a partir de 21-07-2006)

VII - células solares não montadas, 8541.40.16.

VIII - torre para suporte de gerador de energia eólica, 7308.20.00 (Convênio ICMS-101/97, cláusula primeira, XI, na redação do Convênio ICMS-46/07, cláusula primeira). (Inciso

acrescentado pelo Decreto 51.808, de 16-05-2007; DOE 17-05-2007; Efeitos a partir de 01-05-2007)

§ 1º - Não se exigirá o estorno de crédito do imposto relativo aos produtos beneficiados com a isenção prevista neste artigo.

§ 2º - A isenção referida neste artigo fica condicionada a que a operação esteja amparada por isenção ou alíquota zero do Imposto sobre Produtos Industrializados.

§ 3º - Este benefício vigorará enquanto vigorar o Convênio ICMS-101/97, de 12 de dezembro de 1997. (Redação dada ao parágrafo pelo artigo 1º do Decreto 52.379, de 19-11-2007; DOE 20-11-2007; Efeitos a partir de 01-09-2007)

4.4.4.2 Bahia

Abaixo, encontra-se o trecho do Decreto nº 6.284, de 14 de março de 1997, do Governo do Estado da Bahia, que regulamenta e estabelece as alíquotas incidentes sobre equipamentos ligados aos Sistemas solares fotovoltaicos.

SUBSEÇÃO XIX

Das Demais Hipóteses de Isenção

Art. 32. São isentas do ICMS as operações relativas à circulação de mercadorias:

XVIII - até 31/07/09, nas operações com os equipamentos e acessórios para aproveitamento das energias solar e eólica a seguir indicados, desde que beneficiadas com isenção ou tributadas com alíquota zero do IPI (Convs. ICMS 101/97):

a) aquecedores solares de água - NCM/SH 8419.19.10;

b) gerador fotovoltaico (Conv. ICMS 93/01):

1. de potência não superior a 750W - NCM/SH 8501.31.20;

2. de potência superior a 750W mas não superior a 75kW - NCM/SH 8501.32.20;

3. de potência superior a 75kW mas não superior a 375kW - NCM/SH 8501.33.20;

4. de potência superior a 375kW - NCM/SH 8501.34.20;

c) aerogeradores para conversão de energia dos ventos em energia mecânica para fins de bombeamento de água e/ou moagem de grãos - NCM/SH 8412.80.00;

d) bomba para líquidos, para uso em sistema de energia solar fotovoltaico em corrente contínua, com potência não superior a 2 HP - NCM/SH 8413.81.00;

e) aerogeradores de energia eólica - NCM/SH 8502.31.00;

f) células solares (Convs. ICMS 61/00 e 93/01):

1. não montadas - NCM/SH 8541.40.16;

2. em módulos ou painéis - NCM/SH 8541.40.32;

g) torre para suporte de gerador de energia eólica - NCM/SH 7308.20.00”;

4.5 – Proposta de Política de Incentivo para utilização de sistemas fotovoltaicos conectados à rede.

No contexto dos trabalhos desenvolvidos pelo GT-GDSF, foram levantados os custos dos geradores solares fotovoltaicos no mercado internacional, bem como os programas de incentivos praticados em diversos países.

É importante ressaltar que a motivação para a adoção do programa de incentivo aos telhados solares fotovoltaicos na Alemanha vai muito além da necessidade de ampliar as opções renováveis para o suprimento energético. O mercado fotovoltaico mundial é um mercado

altamente lucrativo, com cifras que correspondem à soma das exportações brasileiras de minério de ferro, soja, café, petróleo e derivados. Neste mercado de elevado valor agregado (US\$37 bilhões em 2008), que vem crescendo a taxas médias superiores a 30% ao ano consistentemente ao longo de toda esta década, o Brasil pode vir a ocupar uma posição de destaque.

A participação neste mercado depende do estabelecimento de uma ação em várias frentes, que pode ser iniciada com a adoção de um projeto piloto de sistemas solares fotovoltaicos conectados à rede. Aos preços atuais praticados para sistemas fotovoltaicos *turn key* na Alemanha, utilizando as condições e custos atuais para a importação destes sistemas no Brasil, o preço atualmente do gerador fotovoltaico instalado é da ordem de 3600 Euros/kWp. Aos níveis de radiação solar médios do Brasil, este preço se reflete em um custo de geração entre R\$ 600 e 870/MWh,⁹ com forte tendência de queda.

É importante destacar que os preços praticados no mercado brasileiro hoje podem chegar ao dobro destes valores, pela falta de um mercado estabelecido e profissional, onde somente a escala ou a importação direta traz os preços para níveis internacionais.

Tomando como premissa de que ao longo da próxima década os custos da geração solar fotovoltaica sofrerão redução ao ponto desta tecnologia poder atingir a competitividade com a geração convencional (paridade tarifária), após a implementação e análise desse projeto piloto, pode-se avaliar a pertinência de uma ação de maior escala, como um programa nos modelos apresentados e com pagamento de tarifa-prêmio.

O principal mérito de uma proposta neste modelo é a limitação em período e porte do programa, de modo que seja grande o suficiente para estimular o mercado e estimular a criação de uma indústria nacional e pequena o suficiente para não prejudicar a modicidade tarifária.

Nos anexos estão os estudos encaminhados pelo Prof^o Ricardo Rüther, que apresenta de modo geral as condições para a implementação de um programa de incentivo para esta tecnologia utilizando recursos da RGR (Reserva Global de Reversão) ou com o reestabelecimento do Valor Normativo (VN).

Os trabalhos serviram como referência para o GT-GDSF e serão objeto de análise mais detalhada junto à ANEEL. Esta análise não foi feita no âmbito do Grupo em função do curto prazo estabelecido para formulação dos estudos em questão.

4.6 – PROPOSTA P&D ESTRATÉGICO ANEEL – SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE

No âmbito do GT-GDSF, conclui-se que uma das possibilidades de alavancar um projeto piloto seria a inserção deste tema no rol de tecnologias que a ANEEL considera estratégicas no contexto do P&D do setor elétrico.

A consideração do tema como estratégico permitiria uma maior adesão das concessionárias na promoção de projetos de pesquisa e desenvolvimento da utilização de sistemas

⁹ Preços de agosto de 2009

fotovoltaicos, principalmente na questão das condições técnicas e do comportamento do sistema elétrico com a conexão desses sistemas à rede.

A proposta mostra-se pertinente, visto que a maioria dos atuais sistemas conectados está implantada em universidades e centros de pesquisas, promovedores de projetos de pesquisa e desenvolvimento. Compreender o gerenciamento das potências injetadas pelos geradores fotovoltaicos em qualquer ponto da rede essa possibilidade permitiria às distribuidoras brasileiras antecipar-se à inserção maciça de FV no Brasil para que essa inserção, quando ocorrer, traga benefícios em vez de custos.

Diante das considerações já arroladas, em especial a questão do custo e a necessidade de regulamentação da conexão desses sistemas à rede, entende-se que um Programa de P&D Estratégico ANEEL nesta área, prevendo projeto, instalação, operação e acompanhamento do desempenho de sistemas FV conectados à rede, permitirá o treinamento e a formação de pessoal qualificado, bem como o esclarecimento de pontos ainda em dúvida, trazendo as Concessionárias para a realidade mundial dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede. Além disso, forneceria à ANEEL subsídios para o estabelecimento de regulamentação técnica e comercial.

Segue em anexo, a proposta de P&D Estratégico, que deverá ser avaliada de modo mais detalhado com a ANEEL.

5 – CONCLUSÕES

As considerações técnicas apresentadas no GT-GDSF não apontam para a aplicação de sistemas fotovoltaicos de grande porte, pois descaracterizaria a grande vantagem da geração de energia próxima à carga, que evita custos de transporte e de distribuição dessa energia.

A inserção da geração fotovoltaica no portfólio de opções de nossa matriz elétrica, só se faz coerente em um cenário de micro-geração descentralizada, próxima ao centro de consumo, em um sistema de mão dupla entre os produtores e os usuários de energia.

A utilização desses sistemas pode agregar benefícios ao sistema elétrico no atendimento a regiões urbanas predominantemente comerciais, onde há picos de cargas diurnos. O suprimento de parte da carga alimentada pelos sistemas fotovoltaicos conectados à rede pode reduzir as perdas ôhmicas e melhorar o nível de tensão e a capacidade efetiva da rede de distribuição.

Mesmo assim, faz-se necessária uma análise do comportamento em maior escala desse tipo de geração, em especial quanto à robustez da malha de controle do Sistema Interligado Nacional para administrar vários pequenos geradores interligados. Este tipo de geração implica na necessidade de determinação de critérios de conexão para esses empreendimentos aos sistemas de distribuição, a fim de evitar problemas técnicos de operação do sistema.

Para tanto, recomenda-se à ANEEL que avalie a pertinência de inclusão de parâmetros de conexão de sistemas fotovoltaicos à rede no PRODIST. É fundamental que esta questão seja tratada junto à Agência no intuito de promover efetivamente a participação dessa fonte na matriz elétrica nacional.

O fato é que embora haja uma tendência mundial neste tipo específico de aplicação, não há ainda no Brasil uma estrutura industrial favorável à sua inserção, devido ao seu alto custo e a falta de uma cadeia produtiva consolidada. Todavia, as perspectivas de diminuição de custos em médio prazo indicam a necessidade de ações de preparação de uma base técnica e regulatória para atender às possibilidades de inserção desta tecnologia.

Uma política de incentivo pautada no desenvolvimento tecnológico poderá promover a consolidação da cadeia produtiva e viabilizar, além de um mercado interno atrativo para os empreendedores da tecnologia fotovoltaica, a possibilidade da participação do País em um mercado de exportação de produtos com tecnologia agregada.

Esta política permitirá a manutenção e a ampliação dos núcleos de trabalho existentes, que precisam de horizontes de trabalho para formar e manter recursos humanos de alta qualificação.

Essa ação também beneficiará o Programa Luz para Todos, pois o ganho de escala de mercado induz a redução dos custos também dos sistemas utilizados para o atendimento às comunidades isoladas. Cada vez mais a maioria dos consumidores ainda não atendidos pelo programa, provavelmente só o serão, se forem utilizados sistemas de energia solar fotovoltaica.

Para que a energia fotovoltaica assuma o papel de vetor de desenvolvimento tecnológico e industrial, é primordial que o MME promova, em conjunto com MDIC, uma estratégia de fomento à instalação de indústrias no Brasil por meio de incentivos fiscais e tributários nas esferas estaduais e federal, e oferta de créditos especiais por bancos de fomento como o BNDES. Bancos que têm se apresentado com forte preocupação ambiental também poderiam ser estimulados a atuar neste financiamento.

O estímulo à implantação dessa indústria no Brasil também pode se dar através da ação das empresas controladas pelo Governo. Especialmente as empresas que exploram o negócio de energia podem servir de catalisadoras da atividade industrial através do investimento seletivo em pontos chave da cadeia produtiva. A partir desses investimentos, toda uma rede de atividades poderia se estabelecer e crescer de forma sustentável.

Parcerias internacionais com instituições de países com a Alemanha, Espanha, Japão, por exemplo, que tem forte atuação na área ambiental, também pode auxiliar na implantação desta política.

Os programas de incentivo avaliados podem servir de referência ao Governo para a elaboração de um programa nacional de incentivo levando em consideração as especificidades do Sistema Elétrico Nacional. A princípio, os estudos apresentados apontam para uma proposta de programa solar fotovoltaico brasileiro nos modelos do programa alemão, utilizando o conceito de tarifa-prêmio.

Nesta análise considerou-se que não é adequada a determinação de um índice de nacionalização como estímulo à indústria nacional. No passado barreiras à competição foram responsáveis pelo engessamento e posterior colapso da então existente indústria fotovoltaica brasileira. No atual contexto, a consolidação da cadeia produtiva deve ser feita com a indicação de uma inserção contínua dessa tecnologia no contexto energético nacional e estímulos para que seja competitiva em termos internacionais. Este ponto deverá ser tratado na discussão futura da política de incentivo à cadeia produtiva junto com o MDIC.

Com a questão da conexão regulamentada, elimina-se o principal obstáculo para exploração de novos nichos de aplicação pelos fabricantes internacionais que já atuam no Brasil, até então limitada apenas para os sistemas isolados. E isso pode vir a ser um mecanismo para alavancar esta tecnologia.

Considerando-se que a aplicação desses sistemas interligados à rede ainda está incipiente, é de fundamental importância a promoção de um projeto-piloto de pesquisa e desenvolvimento, com a instalação, operação e acompanhamento do desempenho desses sistemas conectados à rede, permitindo uma análise sistemática das possíveis implicações.

Este projeto pode ser viabilizado junto à ANEEL, na carteira de projetos de pesquisa e desenvolvimento e/ou junto ao Fundo Setorial de Energia – CT-ENERG. Um Programa de P&D Estratégico ANEEL traria as Concessionárias para a realidade dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede, já corriqueira em inúmeros países mais avançados do mundo.

Acredita-se que o Programa também contribuiria para a formação de pessoal, com o conseqüente aumento do grau de competência e profissionalismo dos diversos atores envolvidos na área dos sistemas fotovoltaicos e geração distribuída no país, não somente concessionárias, mas também universidades, fornecedores, instaladores e empresas de engenharia.

5.1 – PLANO DE AÇÃO.

Face às considerações arroladas neste relatório, recomenda-se considerar as seguintes ações estratégicas:

5.1.1 Curto prazo:

- a) Criar um grupo de acompanhamento para dar continuidade às propostas do GT-GDSF;
- b) Solicitar à ANEEL a análise da viabilidade da inserção da geração distribuída solar fotovoltaica no âmbito do PRODIST;
- c) Apoiar um programa de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, por meio de projetos de pesquisa e desenvolvimento, envolvendo concessionárias que estejam dispostas a implementar projetos piloto. O objetivo deste programa piloto é analisar os reais impactos da conexão de pequenos sistemas fotovoltaicos nas residências;

- d) Propor simulações junto à ONS, CEPEL e CCEE dos impactos da geração distribuída fotovoltaica em larga escala nos respectivos sistemas de operação e comercialização;
- e) Levantar o potencial de aplicação dos sistemas fotovoltaicos em sistemas isolados e híbridos, considerando a demanda já existente em programas de eletrificação rural, telecomunicações e atendimento a ilhas como Fernando de Noronha e Trindade;
- f) Avaliar a metodologia que está sendo elaborada para a utilização dos sistemas fotovoltaicos nos estádios da Copa do Mundo de 2014 e nas instalações da Olimpíada de 2016;
- g) Apresentar, no âmbito do CT-ENERG, um Programa de Treinamento de pessoal, nos mais variados níveis, em conjunto com universidades, centros de pesquisa e escolas técnicas;
- h) Incentivar, por meio de convênio de cooperação técnica, o uso de sistemas fotovoltaicos como parte de um programa de difusão de energias alternativas e eficiência energética;
- i) Identificar, em diversas áreas de governo, programas sociais onde a energia fotovoltaica possa ser solução viável e promover sua aplicação;
- j) Estudar e promover condições de acesso a créditos especiais para financiamento de compra e instalação de sistemas fotovoltaicos pelos consumidores;
- k) Estabelecer uma rede temática, no âmbito do MCT, para integrar as diversas ações de instituições que lidam com energia solar fotovoltaica no Brasil, inclusive as de pesquisa e desenvolvimento;
- l) Identificar parceiros internacionais e promover integração com instituições e empresas nacionais de forma a estabelecer “*joint ventures*” para inserção no mercado internacional de sistemas fotovoltaicos;
- m) Promover articulações com iniciativas regionais e estaduais;
- n) Propor um programa internacional para explorar a vantagem competitiva, em termos de emissões, da produção de equipamentos para energia renovável no Brasil.

5.1.2 Médio prazo:

- a) Estabelecer, em conjunto com o MDIC, uma estratégia de fomento à indústria nacional fotovoltaica, focando na isenção de tributos, créditos especiais e em parcerias internacionais;
- b) Levantar as potencialidades e necessidades da indústria nacional de equipamentos eletrônicos para produção de equipamentos para sistemas fotovoltaicos;
- c) Desenvolver a tecnologia de purificação e beneficiamento do Silício, levando em consideração as características de pureza do Silício nacional, em conjunto com parceiros internacionais para acelerar o processo e garantir sua inserção no mercado internacional.

- d) Inserir a geração distribuída fotovoltaica no contexto do planejamento energético decenal e de longo prazo, a partir dos resultados obtidos nas fases anteriores.

5.2 – CONSIDERAÇÕES FINAIS.

A busca pela diversificação da matriz elétrica nacional remete a um novo paradigma energético, representado pela viabilização de algumas tecnologias renováveis que se tornam mais viáveis na medida em que se expandem. Essa viabilidade se conquista não só pela redução dos custos proporcionada pelos ganhos de escala, mas também pelo avanço tecnológico.

Além disso, observa-se que o modelo de geração de energia elétrica a partir dos combustíveis fósseis, e até mesmo de grandes hidroelétricas, encontra-se em fase de plena maturidade. O segmento da indústria que atinge essa fase cresce pouco em relação ao passado e seus ganhos tecnológicos são apenas incrementais. Interessa, portanto, aos formadores de políticas públicas introduzir, ao lado dessa indústria e sem comprometer sua robustez e baixo custo, uma opção de grande potencial de crescimento e que sirva como novo motor da economia, promovendo o uso de vetores energéticos modernos e sustentáveis, novas fronteiras de investimento industrial e de geração de empregos e novas linhas de pesquisa e desenvolvimento tecnológico.

Esse é particularmente o caso de países como o Brasil, que se encontra em pleno desenvolvimento, ou de países já desenvolvidos que buscam manter-se na liderança. A indústria fotovoltaica é relativamente nova e apresenta muitas oportunidades de aprimoramento, desde o processo de manufatura da matéria prima até a fabricação dos componentes, além de um inerente processo de capacitação em recursos humanos com a formação de profissionais qualificados.

Trata-se de uma cadeia produtiva de alta tecnologia, que inclui não só a indústria de Silício, lâminas, células e módulos fotovoltaicos, mas também a de equipamentos auxiliares como inversores e controladores de carga, além de todo um conjunto de fornecedores de equipamentos e insumos.

A tendência natural é a queda dos preços dos componentes por conta da evolução tecnológica e dos ganhos de escala, que apontam para o momento em que será uma opção para alguns consumidores instalar um sistema fotovoltaico no telhado da sua residência ou comprar energia convencional.

A tarifa da energia convencional, ao contrário, tende a subir em função de suas localizações cada vez mais distantes dos centros de carga e da necessidade de se recorrer a termoelétricas, cujo combustível também tende a subir de preço.

Torna-se necessário, portanto, uma discussão estratégica, no âmbito governamental, envolvendo MDIC, MCT e ANEEL, com a finalidade de estabelecer uma proposta objetiva de incentivos econômicos à inserção da tecnologia solar fotovoltaica conectada à rede.

Os estudos do GT-GDSF apontam que um programa de incentivo a telhados fotovoltaicos através de uma tarifa-prêmio se mostra o mais apropriado para as condições do Brasil. Para o País este programa de incentivo deve ser limitado em período e porte (potência total instalada com auxílio do incentivo), com custo e impacto tarifário definidos. Este programa deve ser grande o suficiente para estimular o mercado fotovoltaico e pequeno o suficiente para não prejudicar a modicidade tarifária, incentivando a criação de uma indústria nacional;

Os representantes do MME no grupo consideram que o programa acima exige estudo mais detalhado, pois a sua implementação envolve outras instituições.

6 - ANEXOS

6.1 – Reflexões sobre uma política de governo integrada para o desenvolvimento da energia solar fotovoltaica

A energia solar fotovoltaica (PV) vem tendo, nos últimos anos, um grande crescimento em todo mundo. Isto vem ocorrendo devido a alguns fatos, sendo os mais importantes:

1. – Aumento da preocupação com o meio ambiente e da busca de fontes de energia ambientalmente menos agressivas;
2. – Implantação ou intensificação, em diversos países, de programas de governo que estimulam tanto estas energias quanto o desenvolvimento tecnológico e industrial dos equipamentos necessários para seu aproveitamento;
3. – Diminuição de custos resultante tanto do desenvolvimento tecnológico quanto de ganhos de escala;
4. – Aumento de custos dos combustíveis fósseis e expectativa de seu esgotamento num futuro cada vez mais próximo.

Como nos países mais desenvolvidos existem, em geral, poucas opções renováveis para o suprimento energético, alternativas renováveis relativamente mais caras como a fotovoltaica foram consideradas.

No Brasil, com suas múltiplas opções renováveis, as opções mais baratas, naturalmente, foram inicialmente desenvolvidas, com destaque para energia hidroelétrica e etanol, deixando para trás opções mais caras como a fotovoltaica. Entretanto, algumas vantagens comparativas apontam para que o Brasil também desenvolva a energia solar fotovoltaica entre o seu leque de opções renováveis, participando, de forma ativa, de seu grande desenvolvimento no mundo. O Brasil:

1. – Possui um grande território com alto índice de insolação;
2. – Possui grandes reservas de silício de alta qualidade;
3. – É o maior exportador mundial de silício de grau metalúrgico, primeira etapa para a produção de silício grau solar ou grau eletrônico, de alto valor agregado;
4. – O sistema elétrico brasileiro, por já ser prioritariamente de base hídrica, disponibiliza energia elétrica com baixas emissões, um insumo importante para a produção de PVs, ou seja, equipamentos PV produzidos no Brasil, são menos poluidores que os mesmo equipamentos produzidos em países com base térmica.

Estas vantagens e algumas mudanças tanto no panorama mundial quanto no nacional, apontam para a oportunidade de reavaliação da baixa prioridade que a energia solar fotovoltaica mereceu até o momento no Brasil:

1. – Existe um grande e crescente mercado de silício no mundo, do qual o Brasil só participa como exportador de silício metalúrgico, de baixo valor agregado. O beneficiamento para a obtenção de graus maiores de pureza multiplica por 7 a 10 vezes o valor do silício. Com exportação de cerca de 200 mil ton/ano, passar a produtor de silício grau solar ou eletrônico trará ao Brasil benefícios econômicos evidentes, e tornará abundante no país matéria-prima para PVs a custos competitivos.
2. – A diminuição de custos de painéis e outros insumos, em nível internacional, permite vislumbrar que, num futuro não muito distante, a geração distribuída em ambiente urbano, se torne uma alternativa econômica viável, quase inevitável, pois, com custos menores, particulares, por iniciativa própria, se tornarão suas próprias “companhias” de energia. O Brasil pode optar por ser um mero expectador deste processo ou um líder atuante.
3. – Embora os índices de eletrificação rural no Brasil tenham evoluído grandemente, ainda existe um número significativo de potenciais consumidores de pequenas comunidades distantes da rede que somente podem ser supridos de energia elétrica, de forma econômica, através de PVs.

A opção por uma política efetiva de desenvolvimento de energia solar fotovoltaica entretanto, requer uma grande quantidade de recursos e um complexo processo de tomada de decisão, por envolver mais de uma área de governo. Para citar apenas os mais diretamente envolvidos: Ministério de Minas e Energia (MME), Ministério de Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior (MDIC) e Ministério de Ciência e Tecnologia (MCT).

Algumas das decisões mais importantes, de responsabilidade de cada área, são interdependentes, e só se justificam se tomadas de forma simultânea. Necessitam, para sua efetividade, de um cronograma de implantação cuidadosamente elaborado, considerando os diferentes tempos de maturação das diversas atividades. Por exemplo, para elaborar ações de estímulo ao mercado e implantação de indústrias, o MDIC precisa de indicação de uma demanda mínima de responsabilidade, prioritariamente, do MME. O MCT, para decidir em que tecnologias investir, precisa levar em conta as opções dos outros ministérios. Conclui-se, portanto, que se necessita de uma política de estado, integrando as ações dos diversos ministérios.

Espera-se que as reflexões acima, devidamente desenvolvidas e quantificadas, possam ser um ponto de partida para a discussão entre diversas instituições com responsabilidade no desenvolvimento de mecanismos de inserção da energia solar fotovoltaica no Brasil.

Hamilton Moss de Souza
Departamento de Desenvolvimento Energético – MME

6.2 – Portaria n.º 36, de 26 de Novembro de 2008

O SECRETÁRIO DE PLANEJAMENTO E DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO, no uso das atribuições conferidas pelo art. 5º e seguintes do decreto n.º 5.267, de 09 de janeiro de 2004, 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 subsidiar definições competentes acerca de uma proposta de política de utilização de geração fotovoltaica conectada à rede, em particular em edificações urbanas, como um fator de otimização de gestão da demanda de energia e de promoção ambiental do País, em curto, médio e longo prazo.

Art. 2º O Grupo de Trabalho será integrado pelos seguintes membros:

I – da Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético – SPE:

PAULO AUGUSTO LEONELLI, Diretor Substituto do Departamento de Desenvolvimento Energético – DDE, que o coordenará; e
THIAGO GUILHERME FERREIRA PRADO, Gerente de Projetos do Departamento de Planejamento Energético – DPE;

II – da Secretaria de Energia Elétrica – SEE:

SÉRGIO DE AMORIM PACHECO, do Departamento de Gestão do Setor Elétrico – DGSE;

III – do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPEL:

MARCO ANTÔNIO ESTEVES GALDINO, Pesquisador;

IV – da Universidade Salvador – UNIFACS:

OSVALDO LÍVIO SOLIANO PEREIRA, Professor, Dr.;

V – da Universidade Federal de Santa Catarina – UFSC:

RICARDO RÜTHER, Professor, Dr.;

VI – do Instituto de Eletrotécnica e Energia – USP:

ROBERTO ZILLES – Professor, Dr.

Art. 3º O Coordenador do Grupo de Trabalho poderá convidar técnicos e especialistas de outros Órgãos e Entidades da Administração Pública e do setor privado, com o objetivo de reunir contribuições e aperfeiçoamentos, especialmente no que tange às questões inerentes às atividades a serem desenvolvidas pelo Grupo de Trabalho de que trata esta Portaria.

Art. 4º O Grupo de Trabalho terá o prazo de até 6 (seis) meses, contados a partir da publicação desta Portaria, para concluir as atividades propostas no Plano de Trabalho do GT e apresentar relatório contendo sugestões e recomendações pertinentes ao seu objetivo.

Art. 5º O apoio administrativo necessário ao Grupo de Trabalho será de responsabilidade da Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético e os custos

de deslocamento e estada dos representantes indicados pelas Universidades correrão por conta desta Secretaria.

Parágrafo único. Eventuais despesas de deslocamento e estada dos demais integrantes do Grupo de Trabalho correrão por conta dos Órgãos e Entidades que representam.

Art. 6º Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação.

ALTINO VENTURA FILHO

Secretario de Planejamento e Desenvolvimento Energético

6.2.1 – Plano de Trabalho

O Grupo de Trabalho / GDSF tem como objetivo propor uma política de utilização da geração fotovoltaica conectada à rede, em particular em edificações urbanas, como um fator de promoção sócio econômica e ambiental do País, através da aplicação de geradores fotovoltaicos e técnicas otimizadas de gestão da demanda de energia, em programas de fomento ao crescimento do mercado de serviços energéticos, a curto, médio e longo prazo, e de geração distribuída de energia.

O plano de trabalho proposto contempla as prioridades identificadas durante as reuniões realizadas na Secretaria de Energia do Ministério de Minas e Energia nos dias 20/12/2007, 06/05/2008 e 29/05/2008.

A geração de energia elétrica a partir de sistemas solares fotovoltaicos dispostos em pequenas usinas distribuídas pelos telhados das edificações e conectadas ao sistema de distribuição de centros urbanos, é uma aplicação crescente da tecnologia solar em todo o mundo. Diferentemente dos coletores solares térmicos para aquecimento de água, a tecnologia solar fotovoltaica converte a luz do sol diretamente em energia elétrica. Na Alemanha, no ano de 2007, foram instalados geradores solares conectados à rede elétrica com potência equivalente à potência nominal da usina de Angra II. No ano anterior, os alemães conectaram a suas redes de distribuição sistemas solares fotovoltaicos com potência superior à da usina termelétrica Jorge Lacerda, a maior usina a carvão da América Latina. São mais de 2.000 MW de novos geradores solares em somente dois anos. Ainda que o fator de capacidade das usinas solares seja consideravelmente inferior ao das usinas nuclear ou termelétrica a carvão mencionadas, ao contrário do passado recente, trata-se já da mesma ordem de grandeza em termos de potência instalada e potencial de geração. No Brasil se pode pensar em algo semelhante, com um impacto tarifário muito pequeno e distribuído somente entre os consumidores de classe média e alta, e dar impulso a esta tecnologia que aqui tem um potencial muito maior do que lá.

Ainda em comparação com a Alemanha, atualmente o maior mercado da tecnologia solar fotovoltaica do mundo, é importante notar que as tarifas residenciais no Brasil são somente cerca de 25% mais baixas do que as alemãs. Por outro lado, o local menos ensolarado do Brasil ainda recebe cerca de 40% mais radiação solar do que o local mais ensolarado da Alemanha.

A geração solar com sistemas conectados à rede elétrica é normalmente vista como uma tecnologia para os países desenvolvidos, enquanto que os pequenos sistemas solares isolados, como aqueles que vêm sendo utilizados no Programa Luz para Todos do Governo Federal, são vistos como a aplicação mais apropriada desta tecnologia para os países em desenvolvimento como o Brasil. Esta lógica está baseada no ainda alto custo da geração solar, que para aplicações urbanas ainda tem um custo mais elevado do que a geração convencional, mas que para a eletrificação rural em pequenos sistemas dispersos é em muitos casos a alternativa de menor custo. A análise da curva de redução de custos da geração solar (a “curva de aprendizado” da produção industrial desta tecnologia) mostra que cada vez que a produção acumulada desta tecnologia dobra, seu custo de produção tem caído em cerca de 20%. Por outro lado, as tarifas de energia elétrica residencial têm experimentado aumentos consideravelmente superiores à inflação e não existem indicativos de que esta tendência se modifique nos próximos 10 anos. Neste contexto se pode esperar que em algum momento estas duas tendências conduzam ao que se pode denominar de paridade tarifária: o momento em que o preço da tarifa convencional e o da geração fotovoltaica em telhados solares conectados à rede elétrica é o mesmo. Com as taxas de juros que se pode atualmente utilizar para avaliar investimentos em geração, se pode demonstrar que em várias regiões do Brasil este momento irá ocorrer durante os próximos 10 anos. Uma questão importante a considerar aqui é que 10 anos é um espaço de tempo curto para que o setor elétrico e a indústria brasileira acumulem a experiência necessária para receber quantidades consideráveis de pequenos geradores pulverizados em seu sistema de distribuição e para desenvolver as capacidades de produção necessárias para atender a este novo mercado. Voltando novamente à Alemanha, lá esta experiência já tem 20 anos e a paridade tarifária por lá deve ocorrer também dentro de 10 anos – há que planejar.

Em um país com as dimensões do Brasil, o setor elétrico dominado pelo paradigma da geração centralizada pode começar a se beneficiar e a abrir espaço a tecnologias de geração distribuída como a solar integrada a edificações urbanas e conectada à rede elétrica, que gera energia junto ao ponto de consumo. Com a geração solar em telhados urbanos, perdas de energia e investimentos no sistema de transmissão e distribuição de energia são evitados. Além disto estas micro usinas não inundam áreas nem ocupam espaço exclusivo, já que estão integradas às edificações.

Com relação aos aspectos ambientais, ainda que hoje a geração hidrelétrica domine nossa matriz de produção de energia elétrica, as restrições ambientais e as cada vez maiores distâncias entre os potenciais remanescentes e os grandes centros urbanos indicam custos crescentes para esta tecnologia de geração e para o sistema de transmissão e distribuição associado.

Em edifícios urbanos, os sistemas fotovoltaicos podem ser aplicados nas coberturas (planas ou inclinadas), ou ser integrados às fachadas, ampliando sua utilização e transformando os mesmos em materiais de construção.

Além de contribuírem para a eliminação de gastos energéticos, os sistemas fotovoltaicos podem desempenhar ainda outras funções, como a de impermeabilização e isolamento, iluminação natural e sombreamento.

O Brasil já tem alguma experiência com a geração solar fotovoltaica integrada a edificações urbanas e conectada à rede elétrica pública, tendo o primeiro gerador deste tipo recentemente completado 10 anos de operação ininterrupta. Esta micro-usina, de operação automática que não requer operador e que não ocupa espaço extra por fazer parte de um prédio, gera energia elétrica de forma silenciosa, limpa e renovável, utilizando uma tecnologia muito apropriada para o clima do Brasil. Como esta, existe somente um punhado de outras instalações similares espalhadas pelo Brasil; quase todas elas, no entanto, estão operando em universidades, institutos de pesquisa ou concessionárias de energia. Urge agora, enquanto a paridade tarifária não chega, estabelecer um amplo programa de telhados solares para que o Brasil comece a preparar o seu sistema elétrico para o momento em que a geração solar fotovoltaica for competitiva.

Um bom exemplo para a aplicação da geração distribuída com sistemas fotovoltaicos integrados em edificações é sua implantação em prédios públicos, quase todos com uma curva de carga mais expressiva no período diurno. Essa particularidade, curva de consumo coincidente com o período de geração, permite o estabelecimento de estratégias de redução de consumo em edificações urbanas e conservação de energia primária nas unidades de geração. Em 2001, no denominado “apagão elétrico”, foi exigido dos consumidores uma redução de 20% em seu consumo e recentemente foi priorizado o uso de gás para geração termoeleétrica para conservação de água nas hidroelétricas. Portanto, a integração de unidades de geração fotovoltaica em edificações urbanas, públicas ou privadas, além de representar um passo importante para o desenvolvimento da geração distribuída com sistemas fotovoltaicos no país, é uma ferramenta que deveria ser considerada nas estratégias de conservação de recursos primários, como por exemplo, água nos reservatórios das hidrelétricas.

6.2.1.1 – Sumário das atividades previstas

1. Relatório sobre a situação dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede em operação no país.
2. Relatório técnico dos mercados Alemão e Espanhol de sistemas fotovoltaicos conectados à rede.
3. Relatório técnico sobre os mecanismos de incentivo adotados na Alemanha e Espanha.
4. Relatório técnico sobre a carga tributária e alfandegária incidente no país sobre os equipamentos utilizados em sistemas fotovoltaicos conectados à rede.
5. Relatório técnico sobre o custo e valor econômico da geração distribuída com sistemas fotovoltaicos.
6. Relatório técnico sobre as políticas de incentivo ao uso de sistemas fotovoltaicos e de financiamentos adequado à população.
7. Relatório técnico sobre as particularidades do ponto de conexão, níveis de tensão, potência e confiabilidade do sistema, para um programa de incentivo em edificações urbanas.
8. Sugerir um programa de difusão da geração distribuída com sistemas fotovoltaicos nos contextos residencial, comercial, industrial e de prédios públicos associado a uma estratégia de desenvolvimento industrial.
9. Sugerir um modelo de certificação que atribua selos de qualidade aos edifícios que façam uso desses sistemas fotovoltaicos, visto que é necessário que construções que

pretendem alcançar a sustentabilidade façam uso de soluções que reduzam seus consumos energéticos.

6.3 – Estudo sobre o custo e valor econômico da geração distribuída com sistemas fotovoltaicos, via Reserva Global de Reversão (RGR).

A Reserva Global de Reversão (RGR) é um fundo criado pelo governo federal em 1957 para cobertura de gastos com indenizações de reversões de concessões do serviço público de energia elétrica. Os recursos, enquanto não utilizados para os fins a que se destinam, são aplicados na concessão de financiamentos destinados à expansão do setor elétrico brasileiro, melhoria do serviço e na realização dos programas do governo federal.

A contribuição para a formação da RGR é de responsabilidade das empresas concessionárias do serviço público de energia elétrica, mediante uma quota denominada reversão e encampação de serviços de energia elétrica, de até 2,5% do valor dos investimentos dos concessionários e permissionários, limitado a 3% da receita anual do concessionário (Decreto 1.771/1996). O valor da quota é computado como componente do custo do serviço daquelas entidades.

As concessionárias recolhem suas quotas anuais de RGR, em duodécimos, em conta bancária vinculada, administrada pela Eletrobrás, que movimenta a conta nos limites previstos na Lei 5.655, de 20 de maio de 1971, e alterações posteriores.

A Eletrobrás remunera a RGR, pelos recursos utilizados, com juros de 5% a.a.. Em 31 de dezembro de 2008, o saldo dos recursos sacados junto ao fundo, utilizados em diversos investimentos totalizava R\$ 7.193.770 mil (e em 31 de dezembro de 2007: R\$ 6.769.011 mil).

A RGR é utilizada em projetos de universalização dos serviços de energia elétrica (Luz para Todos) e no Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (Procel). Por meio do Procel, a RGR é utilizada no Reluz (Programa Nacional de Iluminação Pública e Sinalização Semafórica Eficientes), EPP (Eficiência Energética nos Prédios Públicos) e Sanear (Eficiência Energética no Saneamento Ambiental).

Os aportes deste encargo também são direcionados às obras de expansão do sistema elétrico, como a revitalização de parques térmicos e aquisição de medidores e telecomandos para subestações. Em 2008, os recursos da RGR destinados ao Procel foram totalmente utilizados na área de iluminação pública.

Na condição de gestora dos recursos oriundos da RGR, a Eletrobrás aplicou, no exercício financeiro de 2008, o montante de R\$ 915 milhões. O quadro abaixo apresenta a movimentação referente aos ingressos e às aplicações desses recursos.

| Movimentação | [R\$ milhões] |
|-----------------------|---------------|
| Ingressos: | 2.816 |
| Arrecadação de quotas | 1.436 |
| Outros | 1.380 |
| Aplicações: | 1.719 |

| | |
|----------------|-----|
| Financiamentos | 915 |
| Outras | 804 |

Está previsto que a RGR seja extinta ao final do exercício de 2010 (Artigo 8º da Lei 9.648, de 27 de maio de 1998, com redação dada pela Lei 10.438, de 2002).

Para viabilizar o programa de telhados solares para o Brasil via RGR, a primeira preocupação a se tomar é de se aprovar a prorrogação da validade da RGR pelo tempo de duração do programa de telhados solares proposto.

6.3.1 Análise da simulação de um Programa para inserção da geração distribuída com sistemas fotovoltaicos, via RGR.

Para que seja estabelecido o mínimo de escala necessário para que haja atratividade no mercado brasileiro para investidores do setor, é proposto aqui um programa com as seguintes características:

Instalação de 20 MWp/ano ao longo de 5 anos (total = 100 MWp)

- Todos os geradores fotovoltaicos instalados em Minas Gerais;
- Desempenho energético (Yield) médio para sistemas FV instalados em Minas Gerais = 1,5 MWh/kWp/ano (Minas Gerais é o estado com uma das maiores tarifas residenciais do Brasil, o que faz com que a paridade da tarifa residencial com o custo da energia fotovoltaicas sejam atingidos mais cedo do que em outros estados com tarifas residenciais mais baixas);
- Cada gerador fotovoltaico operando (e com geração sendo remunerada) por 25 anos;
- Ano1 do programa: 2010;
- Geração e remuneração dos Produtores independentes de energia fotovoltaicos (PIE-FV) até o Ano 29 do programa (2043);
- Taxa interna de retorno (TIR) = 6% ao ano (para os PIE-FV);
- Remuneração a título de O&M = 1% ao ano (para os PIE-FV);
- Preço do gerador fotovoltaico no final de 2008 = 4.216 €/kWp [BSW, 2009];
- Redução anual no custo dos geradores fotovoltaicos = 5%;
- Preço pago pela energia fotovoltaica terá um decréscimo anual proporcional à redução anual no custo dos geradores fotovoltaicos;
- Redução anual rendimento dos geradores fotovoltaicos = 0,5%

Deve-se analisar também qual a potência nominal máxima que será permitida para os geradores fotovoltaicos que aderirem ao programa, para incentivar a geração descentralizada de pequeno porte.

O período de 25 anos para remuneração dos geradores fotovoltaicos foi definida por ser um período suficiente para recuperação do investimento com lucro, com uma TIR de 6% ao PIE-FV.

Na tabela a seguir são apresentados, para algumas grandezas analisadas, os valores mínimos, máximos e médios anuais, e os totais, para todo o período de 29 anos de duração do projeto.

Ao final deste item é apresentada uma tabela que detalha os cálculos da tabela a seguir e, em anexo, um arquivo com os gráficos correspondentes ao programa fotovoltaico proposto.

| Resumo dos resultados obtidos | mínimo anual | máximo anual | média geral | total geral |
|--|--------------|--------------|-------------|-----------------------|
| Custo_FV_ano = Custo anual do programa FV proposto (receita anual dos PIES-FV) [milhões de reais por ano] | 15,48 | 86,01 | 74,15 | 2,15 bilhões de reais |
| Custo_FV_MWh = Custo da energia gerada pelo programa FV proposto [R\$/MWh], a cada ano | 579,19 | 640,26 | 608,57 | |
| Tarifa residencial CEMIG [R\$/MWh] | 394,84 | 1.493,30 | 829,98 | |
| Energia FV gerada [TWh/ano] | 0,03 | 0,15 | 0,12 | 3,53 TWh |
| Participação do programa FV no consumo TOTAL de eletricidade | 0,002 % | 0,027 % | 0,015 % | 0,015 % |
| Participação do programa FV no consumo residencial de eletricidade | 0,007 % | 0,117 % | 0,055 % | 0,055 % |
| Participação do programa FV na Oferta Interna de Energia Elétrica (OIEE) | 0,002 % | 0,023 % | 0,013 % | 0,013 % |
| Percentual que o custo anual do programa FV proposto representaria do total da RGR investida anualmente (Custo_FV_ano / RGR_investida_ano) | 0,18 % | 6,41 % | 3,02 % | 3,02 % |

Como mostra a tabela acima, ao longo dos 29 anos de duração do programa fotovoltaico de 100 MWp proposto, tal programa representaria em média apenas 0,015% do consumo de energia elétrica em nosso país.

Se fizermos uma análise pelo custo da geração fotovoltaica, sem nenhum incentivo, mesmo assim teríamos que, a partir do décimo ano do programa fotovoltaico, a tarifa residencial cobrada pela CEMIG já seria superior ao preço da energia fotovoltaica (considerando as hipóteses descritas na tabela apresentada no final): 605,51 R\$/MWh cobrados pela CEMIG contra 593,88 R\$/MWh da energia fotovoltaica, para o referido ano.

Apesar de a curto prazo não ser uma iniciativa em direção à modicidade tarifária, a geração descentralizada no meio urbano propiciada por um programa de telhados solares fotovoltaicos representaria adiamento de investimentos na rede de distribuição de grandes cidades. Além disso, muitos alimentadores no meio urbano atendem a áreas com grande concentração de

empresas dos setores de comércio e serviços, o que faz que, para esses alimentadores, o pico de demanda seja diurno e coincidente com o horário de maior nível de irradiação solar, devido à carga de ar-condicionado.

Adicionalmente, é fundamental considerar as estimativas de redução de custos da tecnologia solar fotovoltaica, que indicam que na próxima década esta já será uma fonte competitiva com a geração centralizada tradicional. A partir daí, o investimento em geradores fotovoltaicos será de fato uma iniciativa em prol da modicidade tarifária, sem necessidade de incentivos.

No entanto, se a nação deixar para investir no setor somente daqui a 10 ou 15 anos, o Brasil poderá perder a chance de desenvolver um parque industrial e provavelmente se tornará mero importador de equipamentos, sem desfrutar nem do desenvolvimento tecnológico, nem da grande geração de empregos característica do mercado fotovoltaico.

Cálculo do impacto sobre a RGR de um programa de telhados solares de 100 MWp instalados somente em Minas Gerais (Yield_MG = 1,5 MWh/kWp/ano)

| | |
|---|----------------|
| Energia elétrica gerada por um programa FV com 100 MWp no Brasil ¹ | 3,53 TWh |
| Consumo acumulado TOTAL de eletricidade nos 29 anos do programa fotovoltaico (estimado) | 24.200 TWh |
| Consumo acumulado residencial de eletricidade nos 29 anos do programa fotovoltaico (estimado) | 6.462 TWh |
| Oferta Interna de Energia Elétrica (OIEE) acumulada nos 29 anos do programa fotovoltaico (estimado) | 28.155 TWh |
| Tarifa residencial que será cobrada pela CEMIG em dezembro de 2009 | 376,52 R\$/MWh |
| Tarifa residencial que era cobrada pela CEMIG em dezembro de 2008 | 359,05 R\$/MWh |
| Aumento anual futuro da tarifa residencial da CEMIG ² | 4,87% |
| Participação do programa fotovoltaico no Consumo acumulado TOTAL de eletricidade | 0,015% |
| Participação do programa fotovoltaico no Consumo acumulado residencial de eletricidade | 0,055% |
| Participação do programa fotovoltaico na Oferta Interna de Energia Elétrica (OIEE) acumulada | 0,013% |
| Cotação euro (21/07/2009) | 2,69 R\$/€ |
| | € |
| Custo total do programa FV proposto ¹ (em bilhões de euros) | 0,80 bilhões |
| | R\$ |
| Custo total do programa FV proposto ¹ (em bilhões de reais) | 2,15 bilhões |

| | |
|--|-------------------|
| Custo_FV = Custo médio energia FV para um programa de 100 MWp no Brasil ¹ | 608,57 R\$/MWh |
| RGR_Financ_2007 = Recursos da RGR aplicados em financiamentos de programas, em 2007 | R\$ 847,5 milhões |
| RGR_Financ_2008 = Recursos da RGR aplicados em financiamentos de programas, em 2008 | R\$ 915 milhões |
| Aumento futuro no RGR_Financ_anual, por ano ² | 8,0% |
| Participação média do programa FV com 100 MWp sobre o RGR_Financ_anual ³ | 3,02% |

1 Estimativa, considerando um programa FV de 100 MWp para o Brasil, prevendo:

- Instalação de 20 MWp/ano ao longo de 5 anos, somente no estado de Minas Gerais
- Cada sistema operando (e com geração sendo remunerada) por 25 anos
- Ano1 do programa: 2010 (geração/remuneração até o ano 29)
- TIR = 6% ao ano (para os PIE-fotovoltaicos)
- Remuneração a título de O&M = 1% ao ano (para os PIE-fotovoltaicos)
- Preço kWp no final de 2008 = 4.216 €/kWp
- Preço kWp em 2010 = 4.005 €/kWp (estimado)
- Redução anual custo FV = 5%
- Redução anual rendimento FV = 0,5%

2 Estimativa, considerando que o aumento médio desta grandeza seja igual ao aumento verificado para os dois últimos anos com dados

3 Média aritmética dos valores anuais

6.4 – Análise da simulação de um Programa para inserção da geração distribuída com sistemas fotovoltaicos, via reestabelecimento do Valor Normativo (VN).

De 1998 até 2004, a ANEEL trabalhava com um Valor Normativo (VN) para as compras de curto prazo de energia elétrica, diferenciado por fonte. O VN era o custo de referência para cotejamento (comparação) entre o preço de compra e o preço a ser repassado às tarifas. Seu valor variava em função da variação do IGP-M, do índice de aumento de preço dos combustíveis e do índice de variação cambial.

Caso a regra de cálculo definida pela Resolução da ANEEL n° 22, de 1° de fevereiro de 2001 ainda estivesse em vigor, o VN para a energia fotovoltaica seria entre 344 e 545 R\$/MWh em 01/06/2009.

A Lei n° 10.848, de 15 de março de 2004, estabeleceu então um novo valor para regular o repasse às tarifas dos consumidores finais dos custos de aquisição de energia elétrica: o Valor Anual de Referência (VR).

O VR foi regulamentado pelo Decreto n° 5.163, de 30 de julho de 2004, com alterações promovidas pelo Decreto n° 5.911, de 27 de setembro de 2006, sendo:

Art. 35. ...

I - ...

II - para os anos de 2008 e 2009, o VR será o valor médio ponderado de aquisição de energia proveniente de novos empreendimentos de geração, nos leilões realizados nos anos de 2005 e 2006, para início de entrega naqueles anos.

...

Art. 46. Para efeito do repasse de que trata esta Seção, será aplicado o VR vigente no ano de início da entrega da energia contratada, cabendo à ANEEL garantir a manutenção do valor econômico do VR, mediante aplicação do índice de correção monetária previsto nos CCEAR, tendo janeiro como mês de referência.

Para esclarecimento sobre a metodologia de cálculo do VR de 2008 e 2009, consultar a Nota Técnica n° 183/2007-SEM/ANEEL, de 5 de junho de 2007.

Conforme é esclarecido no Ofício n° 002/2009-SEM/ANEEL, de 12 de janeiro de 2009, enviado à CCEE estabelecendo o VR para o ano de 2009:

Por meio da Resolução Homologatória n° 477, de 12 de junho de 2007, alterada pela Resolução Homologatória n° 550, de 09 de outubro de 2007, foi homologado o VR para o ano de 2009 em R\$ 129,72/MWh, base junho de 2006.

A Resolução Homologatória n° 477, de 2007, estabelece que a atualização monetária será obtida por meio do quociente entre o número índice do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), do mês de dezembro do ano anterior ao ano de aplicação do VR e o número índice do IPCA do mês referente à data-base.

Desta forma, a atualização monetária do VR para o ano de 2009 deve seguir a seguinte equação:

$$VR_i = VR_0 \times (I/I_0)$$

onde:

VR_i é o novo VR corrigido, base janeiro de 2009;

VR₀ é o VR homologado pela ANEEL em R\$ 129,72/MWh, base junho de 2006;

I₀ é o número índice do IPCA de junho de 2006 (2.574,39); e

I_i é o número índice do IPCA de dezembro de 2008 (2.892,86).

Diante do exposto, o valor do VR para o ano de 2009 é igual a R\$ 145,77/MWh, base janeiro de 2009. Seguindo a mesma metodologia de cálculo, conforme é esclarecido no Ofício n° 031/2008- SEM/ANEEL, de 13 de fevereiro de 2008, enviado à CCEE, o valor do VR para o ano de 2008 é igual a R\$ 139,44/MWh, base janeiro de 2008.

Para viabilizar um possível programa de telhados solares nesta situação, o Poder Concedente deverá promover a compra da energia fotovoltaica no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), através de leilão específico, e diluir o custo no VR, repassando para a tarifa do consumidor final.

As licitações para contratação de energia elétrica serão reguladas e realizadas pela ANEEL, que poderá promovê-las diretamente ou por intermédio da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

O Poder Concedente homologará a quantidade de energia elétrica a ser contratada, bem como a relação dos novos empreendimentos de geração que integrarão, a título de referência, o processo licitatório de contratação de energia.

O Ministério de Minas e Energia, para a realização dos leilões, definirá: (I) - o montante total de energia elétrica a ser contratado no ACR, segmentado por região geoeletrica, e (II) - a relação de empreendimentos de geração aptos a integrar os leilões.

A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) submeterá ao Ministério de Minas e Energia (MME), para aprovação, a relação de empreendimentos de geração que integrarão, a título de referência, os leilões, bem como as estimativas de custos correspondentes.

A EPE habilitará tecnicamente e cadastrará os empreendimentos de geração que poderão participar dos leilões, os quais deverão estar registrados na ANEEL. A ANEEL promoverá, direta ou indiretamente, licitação na modalidade de leilão, para a contratação de energia elétrica pelos agentes de distribuição do Sistema Interligado Nacional (SIN), observando as diretrizes fixadas pelo MME, que contemplarão os montantes por modalidade contratual de energia a serem licitados.

Os leilões serão promovidos no ano "A-3". Os editais dos leilões serão elaborados pela ANEEL – observadas as normas gerais de licitações e de concessões e as diretrizes do MME – e conterão, dentre outros itens: objeto, metas, prazos e minutos dos contratos de concessão; critérios para a aferição da capacidade técnica, da idoneidade financeira e da regularidade jurídica e fiscal dos licitantes, critérios de reajuste ou revisão de tarifas etc..

Para se analisar o impacto que um programa de 1,0 GWp em geradores fotovoltaicos representaria sobre a matriz energética do Brasil e sobre o cálculo do VR, vamos considerar as condições de irradiação solar média do Brasil, que faz com que a geração total anual estimada de um gerador fotovoltaico seja de 1,5 MWh/kWp/ano. Além disso, serão considerados:

- _ Instalação de 100 MWp/ano ao longo de 10 anos
- _ Cada gerador fotovoltaico operando (e com geração sendo remunerada) por 25 anos
- _ Ano1 do programa: 2010
- _ Geração e remuneração dos Produtores independentes de energia fotovoltaicos (PIE-FV) até o Ano34 do programa (2043)
- _ Taxa interna de retorno (TIR) = 6% ao ano (para os PIE-FV)
- _ Remuneração a título de O&M = 1% ao ano (para os PIE-FV)
- _ Preço do gerador fotovoltaico no final de 2008 = 4.216 €/kWp [BSW, 2009]
- _ Redução anual no custo dos geradores fotovoltaicos = 5%
- _ Preço máximo oferecido pela energia fotovoltaica nos leilões anuais terá o mesmo decréscimo anual do custo dos geradores fotovoltaicos.
- _ Redução anual rendimento dos geradores fotovoltaicos = 0,5%

Deve-se analisar também qual a potência nominal máxima que será permitida para os geradores fotovoltaicos que aderirem ao programa, para incentivar a geração descentralizada de pequeno porte.

O período de 25 anos para remuneração dos geradores fotovoltaicos foi definida por ser um período suficiente para recuperação do investimento, e que permite que se ofereça uma TIR de 6% ao PIE-FV

Para as análises aqui apresentadas, foram considerados também os dados e hipóteses simplificativas apresentados na Tabela 2.

Tabela 2 – Dados e hipóteses simplificativas considerados na análise do aumento anual da oferta de energia elétrica no Brasil, e do aumento anual de VR.

| | |
|--|----------------|
| Energia elétrica gerada no Brasil em 2008 (MME, preliminar) | 498,84 TWh/ano |
| Aumento anual futuro na geração de energia elétrica no Brasil ¹ | 3,2% |
| VR_2008 , base janeiro de 2008 (Ofício nº 031/2008-SEM/ANEEL) | 139,44 R\$/MWh |
| VR_2009 , base janeiro de 2009 (Ofício nº 002/2009-SEM/ANEEL) | 145,77 R\$/MWh |
| Aumento anual futuro no VR ¹ | 4,5% |

¹ Foi considerado que os percentuais de aumento anual tanto da energia elétrica gerada no Brasil quanto do VR sejam iguais aos aumentos verificados de 2007 para 2008, para essas duas grandezas, o que é uma hipótese bastante conservativa.

Os valores futuros de geração de energia elétrica e de VR serão calculados pelo MME, através do aplicativo LEAP (*Long range Energy Alternatives Planning System*), e tão logo tais dados estejam disponíveis, a análise será refeita, utilizando dados mais realísticos. É simplista e conservativa demais a hipótese de que tanto o VR quanto a geração de energia elétrica anual no Brasil mantenham pelos próximos 35 anos os mesmos percentuais de crescimento anual que apresentaram de 2007 a 2008. Essa hipótese só foi utilizada devido à falta de dados futuros dessas grandezas. Uma análise através dos dados fornecidos pelo LEAP possivelmente fornecerá análises ainda mais atrativas para a implementação do programa fotovoltaico proposto.

O VR anual com a inclusão do programa fotovoltaico proposto foi calculado pela média ponderada apresentada na Equação 1:

$$VR_{0+FV} = (1 - Partic_FV) \cdot VR_0 + Partic_FV \cdot Custo_FV$$

Sendo:

VR_{0+FV} = Valor anual de referência incluindo o custo anual do programa fotovoltaico proposto;

VR₀ = Valor anual de referência original para o ano em questão;

Partic_FV = Participação que a geração do programa fotovoltaico proposto teria na geração elétrica total do Brasil, no ano em questão;

VR = Valor anual de referência do ano em questão;

Custo_FV = Custo médio da energia gerada pelo programa fotovoltaico proposto, para o ano em questão.

Partic_FV é calculada pela Equação 2:

$$Partic_FV = Geração_FV / (Geração_FV + Geração_convencional)$$

Sendo:

Geração_FV = Geração fotovoltaica estimada para o ano em questão;

Geração_convencional = Projeção futura da geração elétrica do Brasil de 2008, para o ano em questão.

Na Figura 5 é apresentada a evolução do custo anual do programa fotovoltaico proposto. Até o ano 10 os valores são crescentes, pois a cada ano (até o décimo) entra um bloco de 100 MWp no programa. Do ano 10 ao 25 o custo do programa fica constante, pois nenhum PIE-FV entra nem sai do programa.

A partir daí os valores são decrescentes, pois a cada ano saem 100 MWp do programa, já que no ano 25 os geradores fotovoltaicos instalados no ano 1 do programa completam o período de garantia de remuneração pela energia gerada (25 anos).

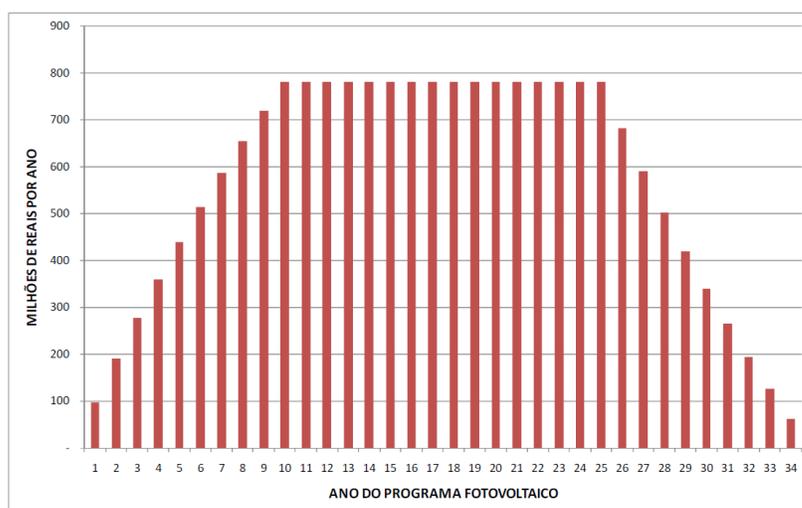


Figura 5 - Custo total anual do programa fotovoltaico proposto (e montante anual da receita dos PIE-FV)

Na Figura 6 é apresentada a evolução anual no custo da energia gerada pelo programa fotovoltaico proposto. Até o ano 10 os valores são decrescentes porque os PIE-FV de cada novo bloco anual com 100 MWp recebem uma remuneração 5% menor pela energia gerada, em relação aos que entraram no ano anterior, compondo então um mix de preços decrescente. Juntamente com isso, há a influência da queda anual de 0,5% no rendimento dos geradores fotovoltaicos, que eleva um pouco o custo da energia gerada. A redução anual no custo da energia fotovoltaica gerada não chega então a 5% nos 10 primeiros anos do programa por se tratar de um mix de preços, e pela elevação de custo decorrente da perda de eficiência.

Do ano 10 ao 25 há uma elevação anual de 0,5% no custo da energia fotovoltaica gerada devido a nesse período não haver entrada nem saída de novos PIE-FV, sendo então influenciado somente pela redução na eficiência dos geradores.

A partir do ano 25 há novamente uma queda nos preços devido à saída anual dos PIE-FV que recebem uma remuneração maior. Mas aqui novamente há a influência da queda anual de 0,5% no rendimento dos geradores fotovoltaicos, que eleva um pouco o custo da energia gerada.

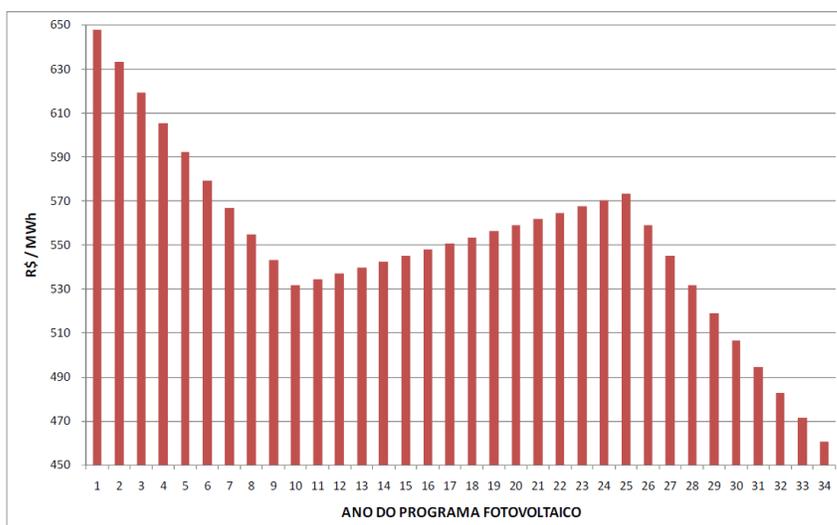


Figura 6 - Custo anual da energia gerada pelo programa fotovoltaico proposto.

Na Figura 7 é apresentada a evolução anual na geração de energia pelo programa fotovoltaico proposto. Até o ano 10 a geração cresce devido à entrada anual dos blocos com 100 MWp, mas sobre também a influência da redução de 0,5% na eficiência. Por isso a geração do ano 2 não é o dobro da do ano 1, nem a do ano 3 é o triplo da do ano 1. Do ano 10 ao 25 há somente a influência da queda na eficiência. Neste período a redução no montante de energia fotovoltaica gerado é então de 0,5% ao ano. A partir do ano 25 há uma soma de fatores que reduzem a geração total anual: a saída de blocos de 100 MWp e a redução na eficiência dos geradores fotovoltaicos.

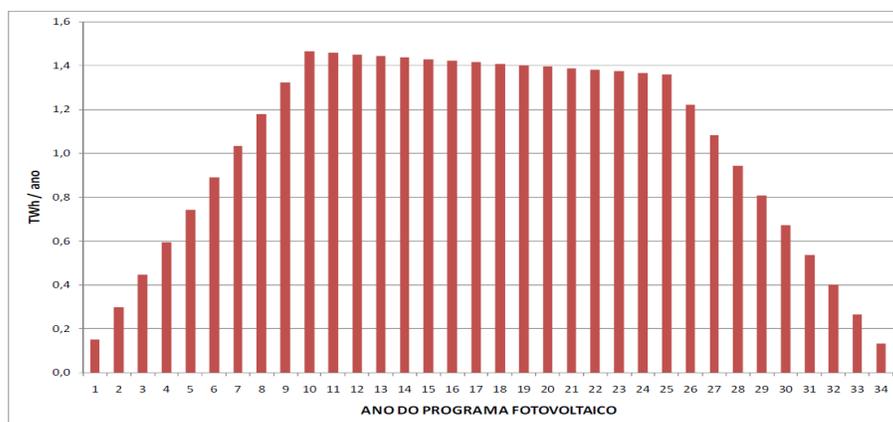


Figura 7 - Energia total anual gerada pelo programa fotovoltaico proposto.

Na Figura 8 é apresentada a evolução de valores de participação anual do programa fotovoltaico proposto (Partic_FV) na matriz de geração elétrica do Brasil, calculada pela equação:

A evolução dos valores de participação é função:

_ dos valores futuros considerados para a geração de energia elétrica pelas tecnologias convencionais no Brasil (matriz de geração elétrica do Brasil), que pela hipótese conservativa adotada será de apenas 3,2% ao ano para os próximos 35 anos, e

_ dos valores de geração fotovoltaica do programa fotovoltaico proposto, apresentados na Figura 7.

O cálculo de $Partic_FV$ já foi definido anteriormente, na Equação 2. Note que mesmo com a hipótese conservativa a respeito do crescimento na oferta de energia elétrica convencional no Brasil, a participação máxima anual do programa fotovoltaico proposto seria de apenas 0,21% (ano 10). Caso sejam adotados valores mais verossímeis para as projeções futuras da geração de energia elétrica convencional, $Partic_FV$ terá valores bem menores do que os apresentados na Figura 8.

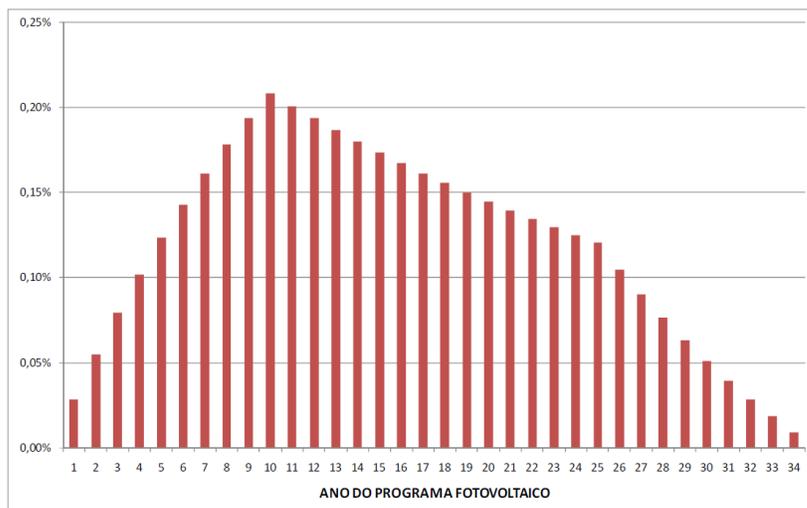


Figura 8 - Participação anual do programa fotovoltaico proposto na matriz de geração elétrica do Brasil.

Na Figura 9 são apresentados os percentuais de aumento no VR devido à inclusão do programa fotovoltaico proposto. Os valores apresentados são função das variáveis que definem $VR_0 + FV$ (Equação 1), divididos por VR_0 do ano em questão, menos a unidade.

Note que mesmo com a hipótese conservativa de que VR_0 tem, durante os 34 anos de duração do programa fotovoltaico, o mesmo percentual anual de crescimento registrado entre 2008 e 2009, o aumento máximo de VR_0 registrado foi de 0,30%, no ano 7. Além disso, a partir do ano 29 do programa, a inclusão da tecnologia fotovoltaica no mix energético reduziria o VR_0 .

Caso sejam utilizados valores mais realísticos para VR_0 dos anos futuros, a redução de VR_0 decorrente da inclusão da tecnologia fotovoltaica ocorreria bem mais antes.

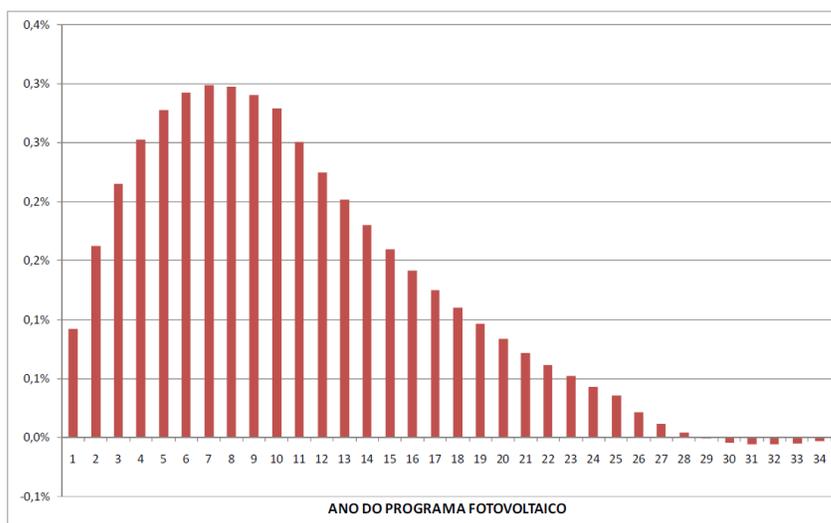


Figura 9 – Percentuais de aumento no VR devido à inclusão do programa fotovoltaico proposto.

Um resumo dos resultados obtidos é apresentado na Tabela 2.

Tabela 2 – Resumo dos resultados obtidos com o programa fotovoltaico com 1,0 GWp.

| | mínimo | máximo | média | total |
|---|----------------|---------|--------|------------------------|
| Custo anual do programa fotovoltaico com 1 GWp definido (e receita anual dos PIE-FV) [milhões de reais por ano] | 61,24 | 779,86 | 573,43 | 19,50 bilhões de reais |
| Custo_FV = Custo anual da energia FV gerada [R\$/MWh] | 460,49 | 647,84 | 551,78 | 551,78 |
| Energia_FV gerada [TWh/ano] | 0,13 | 1,47 | 1,04 | 35,33 TWh |
| Partic_FV = Participação anual do programa fotovoltaico com 1 GWp definido na matriz de geração elétrica do Brasil | 0,009 % | 0,208 % | 0,11 % | 0,11 % |
| Aumento no VR devido à inclusão de um programa FV com 1,0 GWp | -0,01 % | 0,30 % | 0,13 % | 0,13 % |

Cotação (18/06/2009): 2,75 R\$/C

Considerando que a taxa de crescimento anual na geração total em nosso país se mantenha 3,2% ao ano, ao longo dos 34 anos de duração do programa fotovoltaico, um programa de 1,0 GWp de potência fotovoltaica representaria em média apenas 0,11% da geração de energia elétrica em nosso país.

Se fizermos uma análise pelo custo da geração fotovoltaica atual, sem nenhum incentivo, mesmo assim teríamos que o aumento médio do VR devido ao programa fotovoltaico seria de apenas 0,13 % (considerando as condições estabelecidas anteriormente).

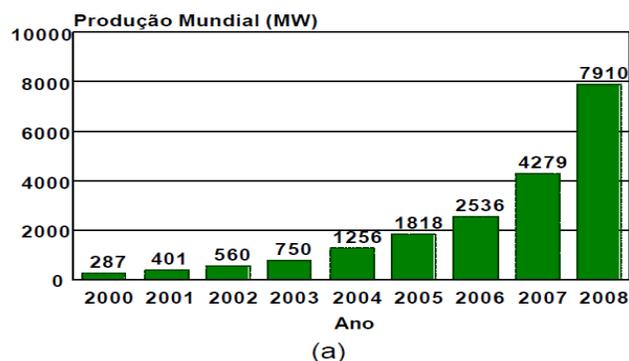
Apesar de a curto prazo não ser uma iniciativa em direção à modicidade tarifária, a geração descentralizada no meio urbano propiciada por um programa de telhados solares fotovoltaicos representaria adiamento de investimentos na rede de distribuição de grandes cidades. Além disso, muitos alimentadores no meio urbano atendem a áreas com grande concentração de empresas dos setores de comércio e serviços, o que faz que, para esses alimentadores, o pico de demanda seja diurno e coincidente com o horário de maior nível de irradiação solar, devido à carga de ar-condicionado.

Adicionalmente, é fundamental considerar as estimativas de redução de custos da tecnologia solar fotovoltaica, que indicam que na próxima década esta será uma fonte competitiva com a geração centralizada tradicional. A partir daí, o investimento em geradores fotovoltaicos será de fato uma iniciativa em prol da modicidade tarifária, sem necessidade de incentivos.

6.5 – Proposta para Indústrias de Células Solares e Módulos Fotovoltaicos para o Desenvolvimento do Setor no País¹⁰.

A produção mundial de células solares vem crescendo a taxas elevadas na última década e em 2008 foram produzidos 7910 MW¹¹, equivalente a 56 % da potência instalada na usina hidroelétrica de Itaipu. A Figura 1 (a) resume este crescimento e a (b) apresenta as tecnologias utilizadas atualmente em função da matéria prima para fabricação das células solares.

Embora outros materiais tenham sido apresentados nas últimas décadas, nenhum conseguiu substituir o silício tendo em vista a larga experiência alcançada pela indústria, permitir a obtenção de dispositivos de alta eficiência, ser abundante na Terra, produzir baixos índices de contaminação no processamento de células solares e ter alta durabilidade. Atualmente os módulos fotovoltaicos com células de silício duram mais de 30 anos. Além disto, a produção de células solares de silício faz parte de um mercado de 140 bilhões de dólares proporcionado pela indústria de circuitos integrados. Baixas eficiências, duvidosa estabilidade, uso de materiais contaminantes e custo igual ou superior ao de células de silício fizeram com que novas tecnologias baseadas em filmes finos não tenham conseguido atingir um mercado mundial próximo ao mercado de dispositivos em silício.



¹⁰ Prof^ª Dra. Izete Zanescio e Prof.º Dr. Adriano Moehlecke

¹¹ HIRSHMANN, W. Little smiles on long faces. Photon International, março de 2009, pp. 170-206.

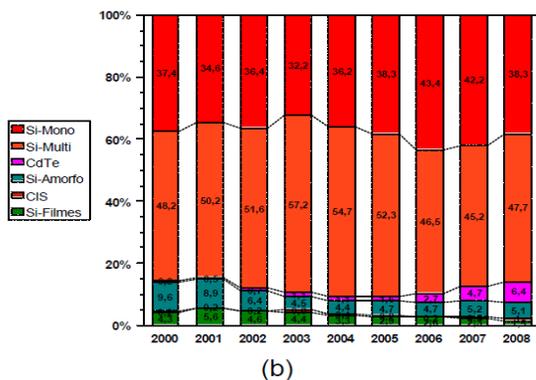


Figura 1: (a) Evolução da produção de células solares e (b) tecnologias/matéria-prima. Pode-se observar que 86 % do mercado atual de células solares é relativo a lâminas de silício mono e multicristalino (c-Si mono e c-Si multi, respectivamente).

As taxas de crescimento elevadas da indústria de módulos fotovoltaicos devem-se aos programas governamentais de incentivo para a implantação de indústrias e instalação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica em residências, condomínios e edifícios comerciais em países como Alemanha, Japão, Itália e Espanha. A Figura 2 apresenta a distribuição mundial da produção de células e módulos fotovoltaicos e observa-se que alguns países que se destacam na produção dos dispositivos não necessariamente apresentam os maiores índices de instalação de sistemas fotovoltaicos¹².

Alguns países, como a China, sem mercado interno, verificaram a oportunidade de negócio no mercado mundial de módulos fotovoltaicos e cresceram rapidamente. Este fato está gerando discussões dos países que mais produzem energia elétrica a partir da solar.

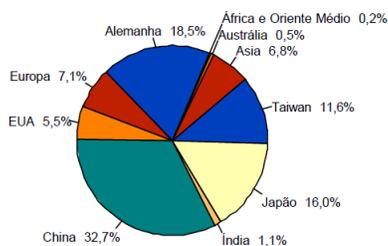


Figura 2. Distribuição da produção de células e módulos fotovoltaicos em 2008 [1].

Preocupados com o aumento da demanda de energia elétrica, esgotamento das fontes tradicionais de produção de energia elétrica, a sustentabilidade e preservação do meio ambiente, alguns países, como Estados Unidos, Canadá, etc, estão implantando programas de incentivo a instalação de sistemas fotovoltaicos, sempre associados ao desenvolvimento da indústria nacional. Alguns exemplos recentes são:

- *Stimulus boost for US manufacturing*. Departamento de Energia e Departamento do Tesouro dos Estados Unidos vão aplicar renúncia fiscal + financiamentos de até 2,3 bilhões de dólares para fabricantes de equipamentos de produção de energia limpa, nos quais se incluem as

¹² HIRSHMANN, W. Little smiles on long faces. Photon International, março de 2009, pp. 170-206.

células solares, módulos fotovoltaicos e outros equipamentos. Esperam atrair 7,7 bilhões em investimentos¹³.

- Ontário, Canadá: Aprovada tarifa-prêmio, com índice de nacionalização de 40 % a 60 %¹⁴.

No Brasil, atualmente não há indústrias produzindo células solares. No entanto, é um dos maiores produtores de silício grau metalúrgico, exportado-o a somente um dólar por quilograma.

Em relação ao mercado, há programas como o Luz para Todos que poderá gerar uma forte demanda para atender regiões afastadas da rede elétrica e estender a rede pode ser inviável tecnicamente e economicamente em alguns locais. Ao contrário da maioria dos países desenvolvidos, este programa não está associado ao desenvolvimento de indústrias no País. Em relação a sistemas conectados à rede elétrica convencional, Rütter e colaboradores¹⁵ prevêem que para 2013 poderá ocorrer a paridade entre o quilowatt-hora produzido por sistemas fotovoltaicos e o correspondente ao setor residencial brasileiro.

Em 2001, os pesquisadores do Núcleo Tecnológico de Energia Solar (NT-Solar) da PUCRS em conjunto com o Laboratório de Microeletrônica da Universidade Federal do Rio Grande do Sul desenvolveram um processo de fabricação de células solares, usando insumos de baixo custo e fabricaram o dispositivo mais eficiente do País, patente da PUCRS.

Este foi um dos resultados que levaram o Prof. Adriano Moehlecke a receber o primeiro lugar na 18ª edição do Prêmio Jovem Cientista e a Medalha Negrinho do Pastoreio do Governo do Estado do Rio Grande do Sul¹⁶. Em 2003, as células solares desenvolvidas pelo NT-Solar foram consideradas produto inovador na área de energia e foram selecionadas pela Financiadora de Estudos e Projetos, FINEP, para participarem da 2ª Mostra Energia Brasil de Produtos e Serviços Inovadores. No mesmo ano, um artigo apresentando o processo de fabricação de células solares desenvolvido foi considerado o melhor trabalho apresentado no XVII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, evento tradicional no setor de energia elétrica.

Em dezembro de 2004, foi iniciado o desenvolvimento do projeto “Planta Piloto de Produção de Módulos Fotovoltaicos com Tecnologia Nacional”, apoiado pela FINEP, CEEE-GT, ELETROSUL e PETROBRAS. Os principais resultados obtidos foram:

- 1) Planta piloto de produção de células solares industriais e módulos fotovoltaicos implantada e operando, tendo-se fabricado e caracterizado mais de 12.000 células de 8 cm x 8 cm, ilustrada na Figura 3 e mais de 200 módulos fotovoltaicos;
- 2) Desenvolvimento de dois processos inovadores na área de fabricação de células solares e solicitação de registro de patentes (em processo interno de avaliação na universidade).

¹³ Photon Internacional, 13/09/2009

¹⁴ Solarbuzz, 25/09/2009

¹⁵ RÜTHER, R.; SALAMONI, I.; MONTENEGRO, A.; BRAU, P.; DEVIENNE FILHO, R.. Programa de telhados solares fotovoltaicos conectados à rede elétrica pública no Brasil. Anais do XII Encontro Nacional de Tecnologia do Ambiente Construído - ENTAC 2008, 2008, Fortaleza – CE, v. 1. pp. 100-110.

¹⁶ MOEHLECKE, A. Células Solares Eficientes e de Baixo Custo de Produção. In: Prêmio Jovem Cientista e Prêmio Jovem Cientista do Futuro. Gerdau, CNPq, Fundação Roberto Marinho, pp. 15-76, 2002.

- 3) Desenvolvimento de dois processos de fabricação de células solares:
 - a. células solares de baixo custo, obtendo-se células solares de eficiência máxima de 13 % e média de $(12,9 \pm 0,2)$ %;
 - b. células solares de alta eficiência, obtendo-se eficiência máxima de 15,4 % e média de $(15,2 \pm 0,2)$ %, superior a média mundial da indústria que é de 14 %.
- 4) Processo completo de fabricação de módulos fotovoltaicos. Células solares industriais com eficiência média de 15,2 % permitem a fabricação de módulos fotovoltaicos classe A, segundo as normas de certificação do INMETRO. Na Figura 4 mostra-se a distribuição da eficiência dos módulos fotovoltaicos com células solares de silício cristalino comercializados pelas indústrias no mundo.
- 5) Prêmio de melhor projeto na categoria Inovação e Sustentabilidade, Prêmio Melhores Universidades Editora Abril-Banco Real, 2006.
- 6) Planilha de custos dos processos desenvolvidos, que permitirá a confecção de um plano de negócios para uma futura fábrica de células solares e módulos fotovoltaicos com as tecnologias desenvolvidas.
- 7) Formação de recursos humanos.
- 8) Organização de uma cadeia de fabricantes e fornecedores de insumos para a produção de módulos fotovoltaicos no Brasil.

Em comparação com países em desenvolvimento como Índia e China, na área de energia solar fotovoltaica o Brasil está muito atrasado. A China é a maior produtora mundial de células solares, com desenvolvimento tecnológico e geração de empregos para a indústria de exportação. Na Índia há várias indústrias e um programa de uso desta tecnologia para resolver problemas locais.

Para o Brasil se aproximar do desenvolvimento que existe nestes países há a necessidade de ações coordenadas pelo governo federal para desenvolver a energia solar fotovoltaica. Esta é uma tecnologia de ponta associada a indústrias de baixo impacto ambiental para produtos de geração de energia elétrica que não contaminam o meio ambiente.



Figura 3. Células solares de 8 cm x 8 cm fabricadas no âmbito do projeto Planta Piloto de Produção de Módulos Fotovoltaicos com Tecnologia Nacional.

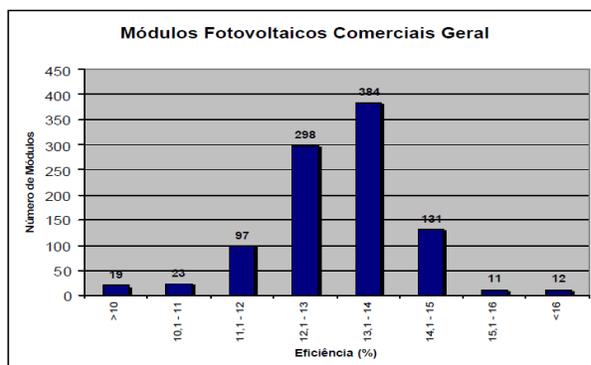


Figura 4. Distribuição da eficiência dos módulos fotovoltaicos com células solares de silício cristalino comercializados pelas indústrias no mundo.

6.5.1 Pontos Fortes para uma Indústria de Módulos Fotovoltaicos

Os principais pontos fortes e justificativas para a implantação de uma indústria de células solares e módulos fotovoltaicos no Brasil são:

- Tecnológica: o Brasil detém tecnologia para fabricação de células solares e módulos fotovoltaicos, com produtos que dominam o mercado mundial. A planta piloto desenvolvida na PUCRS resultou em células solares industriais com eficiência de 15,4 %. Este valor é superior a eficiência média mundial de 14 %. Portanto, há uma tecnologia nacional competitiva internacionalmente, sob o ponto de vista econômico e de qualidade.
- A iniciativa de estádios “verdes” para a Copa do Mundo poderia ser uma oportunidade para alavancar e promover uma indústria nacional, visando a produção de módulos fotovoltaicos para os estádios de futebol.
- Há a lei de incentivos fiscais, Lei 11.484, 31/05/2007, do Programa PADIS. Esta lei prevê zero de PIS, COFINS e IR sobre lucro e a necessidade de investir 5 % em pesquisa e desenvolvimento, fundamental para manter a indústria competitiva em nível internacional.
- Uma indústria neste setor promoverá a geração de empregos de nível médio e superior na indústria para as empresas da cadeia de fornecedores. Cabe ressaltar que não há indústrias ativas no país atualmente para produção de células solares e módulos fotovoltaicos.
- Há investidores interessados nas tecnologias desenvolvidas na PUCRS.
- O momento é oportuno para lançamento de novos negócios, pois o uso de energias renováveis será incrementado em todos os países. O mercado mundial de células solares de silício cristalino cresceu 85 % e, portanto, há mercado para exportação.
- Exemplos da China, Índia e México. A China se inseriu no mercado mundial nos últimos anos: a empresa Suntech é a terceira maior produtora mundial. Países como Índia e México possuem várias fábricas de células solares e/ou módulos fotovoltaicos.

- Não há necessidade de indústrias produtoras de silício purificado ou lâminas de silício no Brasil para estabelecer uma fábrica de células solares. A produção destes produtos foi aumentada mundialmente nos últimos anos e a oferta é superior a demanda, com redução dos preços. As maiores empresas de células solares não produzem lâminas de silício.

São estabelecidas parcerias de longo prazo.

- Há recursos humanos qualificados para fábricas de células solares e módulos fotovoltaicos no Brasil.

- A partir da planta piloto estabelecida na PUCRS, foi montada uma cadeia de fornecedores.

Há possibilidade de estabelecer contratos de fornecimento de lâminas de silício a curto prazo.

- Com a planta piloto foi montado um laboratório para desenvolvimento de novas tecnologias para a indústria. Há o apoio do Ministério da Ciência e Tecnologia para quatro centros de P&D e a rede SIBRATEC - Energia Solar Fotovoltaica.

- No âmbito do Comitê Executivo de Promoção Sustentável, o Ministério do Meio Ambiente visa inserir o tema "Energia Solar Fotovoltaica" na Política de Desenvolvimento Produtivo a fim de criar um ambiente de governança político-institucional para o fomento nacional as inovações tecnológicas para a cadeia fotovoltaica e desenvolvimentos industriais mediante planos e programas de ação.

- O programa de etiquetagem ou certificação do INMETRO para os componentes de sistemas fotovoltaicos está estabelecido.

- A indústria de células solares de silício cristalino é uma indústria de baixo impacto ambiental associada a tecnologias de ponta e em desenvolvimento tecnológico. A produção de células solares no Brasil terá menor componente de emissão de CO₂ devido a característica da matriz energética brasileira, focada em centrais hidrelétricas.

- O mercado mundial neste setor está em estruturação com o surgimento de grandes indústrias voltadas especificamente a esta tecnologia. Portanto, ainda é o momento para a entrada neste mercado.

6.5.2 Necessidades e propostas para o Brasil

Ao contrário dos países desenvolvidos e de países em desenvolvimento como China, Índia e México, não há indústrias de células solares e módulos fotovoltaicos no Brasil. As três principais necessidades, que deveriam ser articuladas simultaneamente são:

- Apoio governamental para articulação e incentivos financeiros para atrair investidores e implantar uma fábrica de células solares de silício com tecnologia nacional.

- Regulação e legislação para instalação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede de pequeno, médio e grande porte.

- Programa nacional para incentivo a instalação de sistemas fotovoltaicos conectados a rede elétrica para geração distribuída, com índice de nacionalização.

O Ministério de Minas e Energia poderia ter um papel fundamental e articulador para que estas três ações pudessem ser executadas simultaneamente, que visam a produção de energia elétrica sem contaminar o meio ambiente para diversificar a matriz energética, suprir o aumento da demanda, gerar empregos em novas indústrias e incentivar indústrias de baixo impacto ambiental.

No entanto, o incentivo da geração distribuída com sistemas fotovoltaicos sem tecnologias e indústrias nacionais, levaria a importação em massa de células e módulos fotovoltaicos, com graves consequências para o desenvolvimento deste setor no Brasil.

Também há alguns outros pontos que deveriam ser tratados, tais como menor tempo para o desembaraço de produtos importados e obtenção das autorizações do governo federal em relação ao oxiclreto de fósforo (POCl₃) e investimentos na formação de recursos humanos para a manutenção de equipamentos de produção e para a instalação de sistemas fotovoltaicos.

Para estimular o estabelecimento de indústrias de células solares e módulos fotovoltaicos, algumas ações são necessárias:

- Como exemplo de outros países, deve-se garantir um índice de nacionalização em programas governamentais. Esta ação visa o desenvolvimento do mercado de células e módulos fotovoltaicos, criando movimentação econômica no país a partir do estabelecimento de novas empresas, gerando empregos e novas tecnologias. Um programa nacional de instalação de sistemas fotovoltaicos sem índice de nacionalização estimularia o desenvolvimento das indústrias de outros países.
- Utilizar o poder de compra do Estado para estimular a implantação da indústria. Em uma segunda etapa, com o mercado consumidor já estabelecido, a escala de produção provocará diminuição de custos e viabilização de investimentos privados na cadeia produtiva;
- Incentivar o estabelecimento de indústrias de fornecimento de materiais para a fabricação de células solares e módulos fotovoltaicos, com incentivos fiscais para formação de clusters;
- Estabelecer fontes de financiamento específicas e induzir a instalação de indústrias.
- Estimular o estabelecimento de indústrias de equipamentos para sistemas fotovoltaicos.

6.6 – Proposta P&D Estratégico ANEEL – Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede

A escala atual de aplicação dos sistemas FV conectados à rede no Brasil ainda é considerada incipiente. Todos os sistemas existentes são de pequeno porte e a maioria deles é destinada a ensino e pesquisa, implantada em universidades e centros de pesquisas. Existem ainda muito poucas instalações particulares. O maior sistema é o instalado no CEPEL, com 16kWp, e o total de instalações no país é estimado em 145kWp (fim de 2008).

A instalação de geradores fotovoltaicos (FV) conectados à rede elétrica tem crescido substancialmente em países como Alemanha, Espanha e Estados Unidos e a chegada desse movimento no Brasil é uma questão de tempo. Para ter idéia da escala desse movimento, em 2007 a Alemanha instalou 1.100 MW de FV, fechando o ano com 3.800 MW instalados¹⁷. Nesses países as distribuidoras têm sido obrigadas a aceitar a conexão de FV, arcando com o gerenciamento das potências injetadas pelos geradores FV em qualquer ponto da rede. Alternativamente, especula-se que a conexão de geradores FV em pontos específicos da rede traria benefícios - e não custos - às distribuidoras. Compreender essa possibilidade permitiria às distribuidoras brasileiras antecipar-se à inserção maciça de FV no Brasil para que essa inserção, quando ocorrer, traga benefícios em vez de custos.

Na Alemanha¹⁸ e nos Estados Unidos^{19,20} estudos têm demonstrado que a disponibilidade de energia solar coincide temporalmente com o pico de carga dos respectivos sistemas elétricos. Isso porque, nesses países, devido ao uso intensivo de condicionadores de ar, o pico de carga dos sistemas ocorre durante dias quentes (e ensolarados) de verão. Esses estudos, porém, não demonstram vantagens às distribuidoras, apenas demonstram que os geradores FV agregam capacidade de geração efetiva apesar de sua intermitência.

O caso brasileiro é certamente diferente, pois o pico de carga do SIN ocorre à noite, de modo que a energia solar fotovoltaica nada contribui durante o pico. Porém, em regiões predominantemente comerciais, repete-se a condição de pico de carga diurno particularmente intenso em dias quentes (e ensolarados). É possível, portanto, que a conexão de geradores FV a pontos da rede convenientemente escolhidos traga benefícios, não ao SIN, mas às distribuidoras que atendem regiões com tais características (por exemplo, região central ou da Avenida Paulista na cidade de São Paulo e outros centros urbanos).

Quais seriam esses benefícios às distribuidoras? Os geradores FV são tipicamente integrados às edificações e conectados na rede de distribuição secundária (127 / 220 V) de modo que parte da carga é suprida localmente pelo FV. Isso reduz perdas ôhmicas na rede e melhora seu nível de tensão e, quando a geração FV coincide com o pico de carga, reduz a carga máxima sentida por alimentadores e transformadores, o que aumenta a capacidade efetiva da rede de distribuição. Esse aumento da capacidade efetiva permite postergar investimentos na ampliação da capacidade da rede, com conseqüente redução de custos financeiros às distribuidoras.

Face ao exposto, entendemos que se justifica um Programa de P&D Estratégico ANEEL nesta área, prevendo projeto, instalação, operação e acompanhamento do desempenho de sistemas FV conectados à rede, com envolvimento direto das Concessionárias. O montante de recursos que poderiam ser alocados num P&D Estratégico ANEEL deste tipo permitiria instalações de maior porte e numa escala muito maior do que a atual, e envolveria consumidores de todas as classes: residencial, comercial e industrial.

¹⁷ JÄGER-WALDAU, A. PV Status Report 2007. Joint Research Centre of European Commission, 2007.

¹⁸ MEYER, T.; LUTHER, J. On the correlation of electricity spot market prices and photovoltaic electricity generation. *Energy Conversion & Management*, v. 45, p. 2639-2644, 2004.

¹⁹ LETENDRE, S. E.; PEREZ, R. Understanding the Benefits of Dispersed Grid-Connected Photovoltaics: From Avoiding the Next Major Outage to Taming Wholesale Power Markets. *The Electricity Journal*, v. 19, n. 6, p. 64-72, 2006.

²⁰ PEREZ, R.; MARGOLIS, R.; KMIECIK, M.; SCHWAB, M.; PEREZ, M. Update: Effective Load-Carrying Capability of Photovoltaics in the United States. Denver, Estados Unidos, National Renewable Energy Laboratory, 2008.

O Programa permitira o treinamento e a formação de pessoal das Concessionárias, bem como o esclarecimento de pontos ainda em dúvida, trazendo as Concessionárias para a realidade mundial dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede. Além disso, forneceria à ANEEL subsídios para o estabelecimento de regulamentação técnica e comercial.

Num primeiro momento, os consumidores terão de ser atraídos a aderir ao programa, recebendo sem custo os sistemas em suas propriedades (a propriedade dos sistemas seriam das Concessionárias), além de possivelmente outras vantagens. Os subitens a seguir apresentam os 4 temas sugeridos:

6.6.1 Sistemas Concentrados de Grande Porte

Compreende projeto e instalação de sistemas FV conectados à rede de potências na faixa de 300-500kWp, em várias regiões do país. Sugerimos ao menos um sistema deste tipo para cada região (N, S SE, NE e CO) do país, implantados em áreas próximas a grandes centros urbanos.

São sistemas de complexidade significativa, e sobre os quais não há ainda qualquer experiência real no país. Além de ganhar experiência com este tipo de sistema, o outro objetivo é avaliar as implicações na rede elétrica de sistemas FV concentrados de grande porte;

6.6.2 Sistemas distribuídos em larga escala

Compreende projeto e instalação de dezenas de sistemas FV domiciliares conectados à rede, cada um tipicamente com potência de até 2,5kWp, no mesmo alimentador em áreas urbanas. Sugerimos que pelo menos 6 cidades de grande porte sejam contempladas nestas experiências, nas quais podem ainda ser empregadas várias tecnologias (c-Si, a-Si, telhas com células, etc.).

Apesar de cada um dos sistemas ser de pequeno porte e sem complexidade significativa, nenhuma concessionária do país tem experiência no com a operação simultânea de inúmeros sistemas em um mesma área de sua rede, de forma que o objetivo do trabalho é avaliar o impacto destes conjuntos de geradores nos alimentadores da rede de distribuição.

6.6.3 Sistemas distribuídos de grande porte

Compreende projeto e instalação de sistemas FV conectados à rede de médio porte, com potência nominal de até 50kWp, em prédios comerciais, universidades, estacionamentos, etc.

O Objetivo é avaliar desempenho, custos e dificuldades de implantação de sistemas de médio porte em edificações já existentes.

6.6.4 Sistemas BIPV

Compreende sistemas fotovoltaicos integrados a edificações (*BIPV – Building Integrated Photovoltaics*), previstos na fase de projeto da edificação, de forma integrada à arquitetura, com potências nominais de até 50kWp.

O principal objetivo é o treinamento de arquitetos e engenheiros na área de BIPV, de forma a explorar as diversas funções adicionais dos painéis fotovoltaicos, como isolamento térmico, iluminação natural/sombreamento e revestimento de fachadas.

Além disso, visa ainda avaliar materiais necessários e técnicas construtivas para integração arquitetônica de sistemas FV de médio porte em edificações, juntamente com avaliação do desempenho de sistemas integrados em fachadas, telhados, etc., ou seja, em condições sub-ótimas de instalação em relação a orientação e inclinação.

6.7 – ATAS DE REUNIÕES

6.7.1 – 1ª Reunião GT-GDSF.

Data: 15 de dezembro de 2008

Local: MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME

1. Participantes

| Empresa | Participante | Endereço Eletrônico |
|--------------|----------------------------|---------------------------|
| MME/SEE/DGSE | Jarbas Bezerra Xavier | jarbas.xavier@mme.gov.br |
| UFPA/GEDAE | João Tavares Pinho | jtpinho@ufpa.br |
| MME/SPE/DDE | Lívio Teixeira de A. Filho | livio.filho@mme.gov.br |
| CEPEL | Marco Antônio E. Galdino | marcoag@cepel.br |
| MME/SPE/DDE | Paulo Leonelli | pleonelli@mme.gov.br |
| MME/SPE/DDE | Paulo Roberto Rabelo | paulo.rabelo@mme.gov.br |
| UFSC | Ricardo Rütther | ruther@mbox1.ufsc.br |
| USP/IEE | Roberto Zilles | zilles@iee.usp.br |
| MME/SPE/DDE | Roberto Meira Junior | roberto.junior@mme.gov.br |
| MME/SEE/DGSE | Sérgio de Amorim Pacheco | sergio.pacheco@mme.gov.br |

2. Objetivo

Discutir e avaliar o Plano de Trabalho proposto ao Grupo de Estudo de Geração Distribuída Solar Fotovoltaica – GT-GDSF e propor o cronograma das próximas reuniões

3. Agenda

Etapa 1 – Apresentação pelo Prof. Roberto Zilles sobre a situação tecnológica atual;
Etapa 2 – Análise da proposta de plano de ação do GT-GDSF.

4. Abertura

O Eng. Paulo Leonelli fez a abertura da reunião cumprimentando os membros do GT-GDSF presentes, citando a importância dessa fonte de geração de energia e o papel desempenhado na implantação dessa tecnologia pelo PRODEEM.

Em continuidade, discutiu a agenda proposta e solicitou aos professores Ricardo Rüther e Roberto Zilles um nivelamento sobre o processo de criação desse Grupo de Trabalho e as perspectivas de todos envolvidos.

5. Assuntos Abordados

Ricardo Rüther e Roberto Zilles apresentaram o potencial da geração solar fotovoltaica integrada a edificações e conectada à rede elétrica no Brasil, comparando a situação brasileira com alguns países europeus, como Alemanha e Espanha. (Anexo 01 e 02)

Foi citada a necessidade de uma regulamentação por questão da previsão de paridade tarifária desses sistemas em 2012 e apresentados vários exemplos de aplicação da tecnologia, inclusive em residências particulares.

Em seguida, foram feitas algumas considerações sobre as apresentações:

João Pinho, salientou a necessidade de focar a geração distribuída considerando também sistemas híbridos (ex: eólica) e destacou a importância do desenvolvimento tecnológico relativo   conexão à rede (inversor comutado).

Jarbas citou, como possível orientação, uma lei estabelecida por Portugal sobre pequenos produtores de energia e a resolu o homologatória da Eletronuclear que homologa o resultado definitivo da revisão tarifária anual e fixa a tarifa a ser aplicada. (Anexo 03)

Paulo Leonelli citou a necessidade de abordar a cadeia produtiva do silício, enfatizando a necessidade do aprimoramento tecnológico para viabilizar economicamente esta tecnologia.

Em seguida, foi retomada a discussão referente às a oes específicas do Grupo de Trabalho, que estabeleceu o seguinte cronograma de reuniões:

2^a reunião: dia 18/02/2009 (10h às 18h)

3^o reunião: dia 25/03/2009 (10h às 18h)

4^o reunião: dia 22/04/2009 (10h às 18h)

5^a reunião: dia 03/06/2009 (10h às 18h)

Ficou estabelecido a realização de um Workshop junto à comunidade científica para a validação dos trabalhos, em julho de 2009, e uma posi o intera o com o Simpósio Nacional de Energia Solar Fotovoltaica, que está previsto para agosto de 2009.

Após a defini o das datas das próximas reuniões, foi analisada as 09 a oes propostas no plano de trabalho e os encaminhamentos necessários para suas execu es. Ficou estabelecido:

a.) Serão apresentados na próxima reunião (dia 18/02/2009), os relatórios apontados nas quatro atividades descritas abaixo:

1. Relatório sobre a situação dos sistemas fotovoltaicos conectados   rede em opera o no país.
2. Relatório técnico dos mercados Alemão e Espanhol de sistemas fotovoltaicos conectados   rede.
3. Relatório técnico sobre os mecanismos de incentivo adotados na Alemanha e Espanha.

4. Relatório técnico sobre a carga tributária e alfandegária incidente no país sobre os equipamentos utilizados em sistemas fotovoltaicos conectados à rede.
- b.) Serão definidos os responsáveis para coordenar as atividades previstas restantes, que estão descritas abaixo:
5. Relatório técnico sobre o custo e valor econômico da geração distribuída com sistemas fotovoltaicos.
6. Relatório técnico sobre as políticas de incentivo ao uso de sistemas fotovoltaicos e de financiamentos adequado à população.
7. Relatório técnico sobre as particularidades do ponto de conexão, níveis de tensão, potência e confiabilidade do sistema, para um programa de incentivo em edificações urbanas.
8. Sugerir um programa de difusão da geração distribuída com sistemas fotovoltaicos nos contextos residencial, comercial, industrial e de prédios públicos associado a uma estratégia de desenvolvimento industrial.
9. Sugerir um modelo de certificação que atribua selos de qualidade aos edifícios que façam uso desses sistemas fotovoltaicos, visto que é necessário que construções que pretendem alcançar a sustentabilidade façam uso de soluções que reduzam seus consumos energéticos.
- c.) Serão criados sub-grupos temáticos (a princípio: Desenvolvimento Tecnológico / Tarifas / Edificações) para discutir essas ações arroladas de maneira mais objetiva e focada.

6. Encerramento

Para a próxima reunião (dia 18/02) serão convidados os seguintes especialistas:

Roberto Devienne Filho - RENOVE
 Elyas Ferreira de Medeiros - CGEE
 Fabiana Gazzoni Cepeda Devienne - ANEEL
 Antônia Sonia Alves Cardoso Diniz - CEMIG

Paulo Leonelli encerrou a reunião e agradeceu a participação e empenho de todos.

Brasília, 15 de dezembro de 2008.

6.7.2 – 2ª Reunião GT-GDSF.

Data: 18 de fevereiro de 2009

Local: MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME

1. Participantes

| Empresa | Participante | Endereço Eletrônico |
|-------------|----------------------------|---------------------------|
| MCT/SETEC * | Adriano Duarte Filho | aduarte@mct.gov.br |
| CEMIG | Antônia Sônia A.C. Diniz | asacd@cemig.com.br |
| GTZ | Dirk Assman | Dirk.assmann@gtz.de |
| MCT/SETEC * | Eduardo Soriano | esoriano@mct.gov.br |
| CGEE | Elyas Ferreira de Medeiros | elyasmedeiros@cgEE.org.br |

| | | |
|----------------|-----------------------------|-----------------------------|
| MME/SPE/DDE | Hamilton Moss de Souza | Hamilton.moss@mme.gov.br |
| CTI | Homero M. Schneider | Homero.schneider@cti.gov.br |
| MCT/SETEC * | Jairo José Coura | jcoura@mct.gov.br |
| MME/SEE/DGSE | Jarbas Bezerra Xavier | jarbas.xavier@mme.gov.br |
| GTZ | Johannes Kissel | Johannes.kissel@gtz.de |
| MME/SPE/DDE * | Lívio Teixeira de A. Filho | livio.filho@mme.gov.br |
| CEPEL | Marco Antônio E. Galdino | marcoag@cepel.br |
| UNIFACS | Oswaldo Soliano Pereira | osoliano@unifacs.br |
| MME/SPE/DDE ** | Paulo Leonelli | pleonelli@mme.gov.br |
| MME/SPE/DDE | Paulo Roberto Rabelo | paulo.rabelo@mme.gov.br |
| UFSC | Ricardo Rütther | ruther@mbox1.ufsc.br |
| MME/SPE/DDE | Roberto Meira Junior | roberto.junior@mme.gov.br |
| USP/IEE | Roberto Zilles | zilles@iee.usp.br |
| MME/SPE/DDE * | Samira Sana Fernandes Sousa | Samira.sousa@mme.gov.br |
| MME/SPE/DDE | Valdir Borges Souza Junior | Valdir.souza@mme.gov.br |

* Período Manhã ** Período Tarde

2. Objetivo

Apresentação dos resultados das 04 primeiras atividades propostas no plano de trabalho e a definição da sistemática de execução das demais ações previstas.

3. Agenda

Etapa 1 (Período Manhã) – Apresentações pelo Prof^o Ricardo Rütther sobre os sistemas fotovoltaicos conectados à rede em operação no país, situação dos mercados Alemão e Espanhol de sistemas fotovoltaicos conectados à rede e mecanismos de incentivos adotados nesses países.

Etapa 2 (Período Tarde) –

- a) Apresentação pelo Prof^o Oswaldo Soliano sobre carga tributária e alfandegária incidente no país sobre os equipamentos utilizados em sistemas fotovoltaicos conectados à rede.
- b) Discussão sobre os assuntos apresentados e definição das próximas ações.

4. Abertura

Roberto Meira fez a abertura da reunião cumprimentando os membros do GT-GDSF e convidados, entregando uma cópia do plano de trabalho e da Ata da última reunião. Apresentou a proposta de pauta para esta reunião e em seguida fez uma rápida apresentação enfocando a necessidade de uma avaliação crítica quanto à falta de escala de produção, necessidade de identificação dos nichos e viabilidade da aplicação e a questão referente ao desenvolvimento tecnológico. Conclui sua apresentação solicitando a todos uma avaliação quanto a estratégia que deve ser tomada para a promoção dessa tecnologia neste contexto de micro geração distribuída.

5. Assuntos Abordados

Ricardo Rütther apresentou o panorama nacional destacando as simulações de paridade tarifária para a próxima década e os potenciais nichos de aplicação da tecnologia. Posteriormente descreveu sucintamente toda a evolução do marco regulatório dessa tecnologia na Alemanha e Espanha, apresentados os mecanismos de incentivos e o sistema de tarifação adotado.

Eduardo Soriano citou a necessidade da estruturação do programa de pesquisa e desenvolvimento, destacando a necessidade de uma análise estratégica de política industrial,

focando o contexto econômico e promovendo uma sinergia entre todos os agentes envolvidos. Sugeriu também que fossem apresentados os casos de insucessos da aplicação da tecnologia (Korea, etc.).

Osvaldo Soliano citou que a eletrificação rural não é o elemento que vai criar os mecanismos de incentivo e não deve ser considerado um nicho de aplicação, destacando a dificuldade na implantação dos SIGFI's 13 no âmbito da ELETROBRAS / Programa Luz para Todos.

Sonia destacou a necessidade de avaliação do nicho de aplicações, enfatizando que a eletrificação rural pode ser um grande nicho, desde que a situação atual apresentada seja revertida. Citou também que além da definição da aplicabilidade deve-se focar na análise das questões técnicas (smart-grid, etc.), na isonomia tarifária e na consolidação de uma política para desenvolver o mercado nacional e internacional. Somente a análise da interligação à rede não será suficiente para consolidação da tecnologia solar fotovoltaica, pois um dos grandes não há equipamentos nacionais. É necessária uma avaliação criteriosa do GT para não criar uma reatividade do tema na sociedade.

Zilles apresentou a situação dos sistemas fotovoltaicos conectados em operação no país e o mercado e regulamentação fotovoltaica da Espanha. Durante o debate citou que há resistência das empresas do setor na instalação de mini-redes devido aos altos custos e concorda que o mercado rural é um dos nichos de aplicação, mas não garante a consolidação da tecnologia. É necessária uma análise da aplicabilidade em termos de sistemas híbridos. Salientou a necessidade de se pensar em um programa nacional num prazo de 10 anos, salientando que o paradigma deve ser a tarifa e não o custo da geração.

Jarbas citou a aplicação no contexto do Programa Luz para Todos das mini-redes de sistemas híbridos.

Homero conclui a etapa de debates com uma apresentação das principais ações do MCT referentes ao desenvolvimento tecnológico da cadeia de silício.

6. Deliberações

Após uma ampla discussão entre todos os participantes, foram acordadas 06 (seis) propostas:

01.) Análise detalhada da legislação / marco legal brasileiro referente à aplicação de sistemas fotovoltaicos a nível comercial e residencial - Responsáveis pela ação: Osvaldo Soliano (UNIFACS) / Jarbas (MME);

02.) Levantamento do custo e valor econômico do MW gerado pelos sistemas fotovoltaicos - Responsáveis pela ação: Ricardo Rüther (UFSC) / Roberto Zilles (USP);

03.) Apresentar uma proposta de projetos para inserção no Programa de Pesquisa e Desenvolvimento da ANEEL como projeto estratégico - Responsáveis pela ação: Sônia (CEMIG) / Marco Galdino (CEPEL);

04.) Convidar a Superintendência de Pesquisa e Desenvolvimento da ANEEL para a próxima reunião - Responsáveis pela ação: Roberto Meira (MME) / Paulo Leonelli (MME);

05.) Apresentação dos estudos da CGEE referentes à Fotovoltaica - Responsável pela ação: Elyas Ferreira (CGEE);

06.) Apresentação dos estudos do MCT referente ao desenvolvimento tecnológico da cadeia do silício - Responsável pela ação: Homero Schneider (CTI);

7. Encerramento

Para a próxima reunião (dia 25/03) será convidado o Senhor Máximo Luiz Pompermayer – ANEEL.

Paulo Leonelli encerrou a reunião e agradeceu a participação e empenho de todos.

Brasília, 18 de fevereiro de 2008.

6.7.3 – 3ª Reunião GT-GDSF.

Data: 15 de abril de 2009

Local: Sala Plenária – 9º andar do MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME

1. Participantes

| Empresa | Participantes | Endereço Eletrônico |
|--------------|----------------------------------|-----------------------------|
| MCT/SETEC | Adriano Duarte Filho | aduarte@mct.gov.br |
| CEMIG | Antônia Sônia A.C. Diniz | asacd@cemig.com.br |
| ANEEL | Aurelio Calheiros de Melo Junior | aucameju@aneel.gov.br |
| MCT/SETEC | Eduardo Soriano | esoriano@mct.gov.br |
| CGEE | Elyas Ferreira de Medeiros | elyasmedeiros@cgee.org.br |
| MME/SPE/DDE | Hamilton Moss de Souza | hamilton.moss@mme.gov.br |
| CTI | Homero M. Schneider | homero.schneider@cti.gov.br |
| PUCRS | Izete Zanescio | izete@puhrs.br |
| MCT/SETEC | Jairo José Coura | jcoura@mct.gov.br |
| MME/SEE/DGSE | Jarbas Bezerra Xavier | jarbas.xavier@mme.gov.br |
| MME/SPE/DDE | Lívio Teixeira de A. Filho | livio.filho@mme.gov.br |
| ANEEL | Luciana Reginaldo Soares | lrsoares@aneel.gov.br |
| CEPEL | Marco Antônio E. Galdino | marcoag@cepel.br |
| ANEEL | Máximo Luiz Pompemayer | maximo@aneel.gov.br |
| MME/SPE/DDE | Paulo Augusto Leonelli | pleonelli@mme.gov.br |
| MME/SPE/DDE | Paulo Roberto Rabelo | paulo.rabelo@mme.gov.br |
| CGEE | Rafael Shayuani | rafael@shayani.net |
| UFSC | Ricardo Rütter | ruther@mbox1.ufsc.br |
| RENOVE | Roberto Devienne Filho | Devienne2@yahoo.com |
| MME/SPE/DDE | Roberto Meira Junior | roberto.junior@mme.gov.br |
| USP/IEE | Roberto Zilles | zilles@iee.usp.br |

2. Objetivo

Apresentação dos cinco trabalhos propostos na última reunião do grupo e discutir sobre a apresentação final dos resultados dos estudos desenvolvidos pelo grupo de trabalho.

3. Abertura

Paulo Leonelli fez a abertura da reunião cumprimentando os membros do GT-GDSF e convidados, entregando uma cópia da programação da reunião juntamente com o plano de trabalho e um modelo de elaboração de relatório. Colocou em regime de votação a ata da

segunda reunião, que foi aprovada com as ressalvas encaminhadas anteriormente, por meio eletrônico, pelo professor Roberto Zilles.

4. Trabalhos apresentados

Período da manhã (10h às 12h)

- a) Custo e valor econômico da geração distribuída com sistemas fotovoltaicos – Responsáveis: Prof^o Ricardo Rütther (UFSC) e Prof^o Roberto Zilles (USP);
- b) Análise detalhada da legislação, marco legal brasileiro referente à aplicação de sistemas fotovoltaicos a nível comercial e residencial - Responsáveis: Prof^o Osvaldo Soliano (UNIFACS) e Jarbas Bezerra Xavier (MME);

Período da tarde (14h às 18h)

- c) Proposta de projeto para inserção no Programa de Pesquisa e Desenvolvimento da ANEEL como projeto estratégico - Responsáveis: Antônia Sônia A. C. Diniz (CEMIG) e Marco Galdino (CEPEL);
- d) Apresentação dos estudos da CGEE referentes à Fotovoltaica - Responsável: Elyas Ferreira (CGEE);
- e) Apresentação dos estudos do MCT referente ao desenvolvimento tecnológico da cadeia do silício - Responsável: Homero Schneider (CTI).

5. Assuntos Abordados

- O professor Ricardo Rütther/UFSC fez apresentação sobre “Custos da Geração Distribuída com Sistemas Fotovoltaicos”, na qual faz uma comparação entre o programa de FV da Alemanha com o programa proposto para o Brasil. Apresentou um panorama referente ao mercado fotovoltaico mundial, mostrando que a curva de aprendizado apresenta uma redução de 5% ao ano. Exibiu a evolução dos valores de tarifas e geração de emprego no mercado alemão e apresentou mapas do Brasil divididos por regiões indicando a paridade de custo entre a energia solar e a convencional. Por fim, fez projeções para as diversas taxas de retorno de investimento e o impacto tarifário para um programa brasileiro de telhados solares;
- O professor Osvaldo Soliano/UNIFACS enviou mensagem eletrônica justificando a sua ausência na reunião. O analista Jarbas Xavier apresentou análise sobre a legislação brasileira pertinente com a aplicação de sistemas fotovoltaicos a nível comercial e residencial. A conclusão foi de que em princípio não há nenhum marco legal impeditivo para implantação de um programa solar fotovoltaico, mas como se trata de questão de caráter técnico e tarifário deve-se abrir uma discussão com a área de regulação da ANEEL, para posteriormente fazer uma revisão do PRODIST;
- Homero Schneider/CTI apresentou a situação dos estudos do MCT referente ao desenvolvimento tecnológico da cadeia do silício, indicando que foi alocado recursos do CT-Energ e do MCT da ordem de R\$ 20 milhões, para o período de 2008 e 2009. Informou sobre as iniciativas do MCT na área de fotovoltaica. Uma delas é a criação da rede de PD&I em Fotovoltaica, tendo a participação do CTI, CB-Solar, CETEC e CETEM; outra é a Implantação de uma Rede SIBRATEC de Inovação em Energia Solar Fotovoltaica;
- Marco Galdino/CEPEL fez a apresentação de uma proposta para inserção de projeto estratégico no programa de P&D da ANEEL de sistemas fotovoltaicos conectados à rede. Dividiu-se esta proposta em 4 partes: Sistemas concentrados de grande porte (faixa de 300-500KWp); Sistemas distribuídos em larga escala (potência de até 2,5KWp); Sistemas distribuídos de grande porte (potência nominal de até 50KWp); e

Sistemas BIPV (potência nominal de até 50KWp). O superintendente da ANEEL, Sr. Máximo, fez comentário de que deve ser agregado mais informações para que possa enquadrar essa proposta como projeto estratégico de P&D;

- O representante do Centro de Gestão e Estudos Estratégicos – CGEE, Sr. Elyas, apresentou estudo preliminar do CGEE sobre energia fotovoltaica, tendo como objetivo uma prospecção para o horizonte de 2025, traçando as recomendações sistêmicas, nos âmbitos de governo, empresas e academia e que garantam ao Brasil um papel de relevância social e de mercado na sua matriz energética. Apresentou as conclusões relacionando os pontos fortes, fracos, recomendações e inseriu algumas necessidades prioritárias entre elas a “Regulamentação clara e atualizada para a instalação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica” e o “Lançamento de um programa de incentivo ao usuário para a instalação de sistemas fotovoltaicos”. Apresentou, também, um documento com resumo extraído de respostas recebidas sobre consulta eletrônica feita a especialistas da área de sistemas fotovoltaicos;
- Encontram-se anexas todas as apresentações referidas acima.

6. Discussões

O prof. Ricardo Rütther salientou que no Brasil deveríamos priorizar os telhados residenciais ao invés de grandes sistemas como no modelo da Espanha. Frisou que vê a perspectiva do custo da energia fotovoltaica ser menor que a energia convencional em um futuro próximo.

Adriano Duarte/MCT manifestou que se deve ter o cuidado para que esse projeto não se torne um programa importador de materiais.

Eduardo Soriano/MCT lembrou que devemos aproveitar os incentivos fiscais da redução do IPI existentes na Lei de Informática referente ao Processo Produtivo Básico, e para isso devemos envolver o Ministério do Desenvolvimento Indústria e Comércio – MDIC.

Hamilton Moss/MME posicionou sobre a necessidade de associação deste estudo com política industrial, definindo um grau de nacionalização dos produtos.

O Sr. Máximo disse que um projeto estratégico se justifica quando quer se integrar as ações e que considera que a proposta apresentada ainda não reúne os requisitos para a concepção de “Projeto Estratégico”.

O prof. Roberto Zilles propôs elaborar um conjunto de temas incorporando à proposta do Galdino e Sônia para submeter à apreciação do Sr. Máximo.

Sônia Diniz/CEMIG manifestou que na visão da concessionária a preocupação com o sistema FV é com a parte técnica e informou sobre a queima de inversores por descargas atmosféricas.

Marco Galdino/CEPEL, também manifestou sua preocupação com questões técnicas.

A prof. Izete em suas conclusões finais dividiu os estudos em três partes, cada uma ligada a um Ministério: Tecnológico (MCT), Mercado (MME) e Desenvolvimento Industrial (MDIC).

O coordenador do GT, Eng^o Paulo Leonelli, colocou em discussão a estrutura do relatório final dos estudos. Esclareceu que até junho teremos que concluir as atividades propostas no Plano de Trabalho e apresentar o relatório contendo os resultados dos trabalhos desenvolvidos pelo grupo. Após discussão ficou definido que serão apresentados 4 anexos ao trabalho final com os seguintes temas: a) Projeto estratégico de P&D; b) Política Industrial; c) Proposta de Regulamentação; e d) Cadeia Tecnológica.

7. Encerramento

Ficou agendado a próxima reunião para os dias 02 e 03 de junho (terça e quarta-feira), na qual será discutida a minuta de redação final sobre os trabalhos desenvolvidos pelo GT, com o intuito de ajustar a apresentação dos resultados finais dos estudos.

Paulo Leonelli encerrou a reunião e agradeceu a participação e empenho de todos.

Brasília, 28 de abril de 2009.

Ata da reunião complementar à 3ª Reunião Deliberativa do GT-GDSF

Data: 16 de abril de 2009

Local: Sala Multiuso – 9º andar do MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME

1. Participantes

| Empresa | Participantes | Endereço Eletrônico |
|--------------|----------------------------|---------------------------|
| MCT/SETEC | Eduardo Soriano | esoriano@mct.gov.br |
| PUCRS | Izete Zanesco | izete@puhrs.br |
| MME/SEE/DGSE | Jarbas Bezerra Xavier | jarbas.xavier@mme.gov.br |
| MME/SPE/DDE | Lívio Teixeira de A. Filho | livio.filho@mme.gov.br |
| CEPEL | Marco Antônio E. Galdino | marcoag@cepel.br |
| MME/SPE/DDE | Paulo Augusto Leonelli | pleonelli@mme.gov.br |
| RENOVE | Roberto Devienne Filho | Devienne2@yahoo.com |
| MME/SPE/DDE | Roberto Meira Junior | roberto.junior@mme.gov.br |

2. Objetivo

Estabelecer as diretrizes para apresentação final dos resultados dos estudos desenvolvidos pelo grupo de trabalho, de forma a atender à finalidade estabelecida pela Portaria nº 36, de 26 de novembro de 2008, que criou o Grupo de Trabalho de Geração Distribuída Solar Fotovoltaica – GT-GDSF.

3. Abertura

O Coordenador-Geral Roberto Meira fez a abertura da reunião cumprimentando os membros do GT-GDSF e convidados e coordenou as discussões.

4. Assuntos Abordados

O Engº Paulo Leonelli sugeriu que deveria ser discutida a estrutura do relatório final e os respectivos tópicos que deverão ser abordados. Após ampla discussão ficou estabelecido a produção de 04 (quatro) anexos, sendo:

- a) Proposta de regulação, tarifa e interconexão. Responsáveis: Roberto Devienne (RENOVE), Jarbas Xavier (MME) e Marco Galdino (CEPEL);
- b) Pesquisa e Desenvolvimento e Recursos Humanos. Responsáveis: Eduardo Soriano (MCT) e Homero Schneider (CTI);
- c) Política Industrial. Responsáveis: Eduardo Soriano (MCT), Henrique Miguel (MCT) e Paulo Malamud (MDIC). O Eduardo Soriano comprometeu-se em agendar reunião entre MME, MCT e MDIC;
- d) P&D estratégico ANEEL. Responsáveis: Marco Galdino (CEPEL), Roberto Zilles (USP), Antônio Sônia (CEMIG).

Os anexos serão estruturados contendo os seguintes itens: I- Introdução; II- Contextualização; III- Propostas e IV- Recomendações.

5. Deliberações

Até o próximo dia 11 de maio, os responsáveis pela elaboração dos anexos listados deverão disponibilizar uma versão preliminar que será encaminhada via e-mail a todos os membros do GT. Após o recebimento das contribuições, se existir, esses anexos serão compilados em uma primeira versão de relatório final. Esse documento será enviado até o dia 18 de maio aos membros do GT-GDSF, por meio eletrônico, para permitir um tempo maior para análise do conteúdo dos trabalhos com o intuito de respaldar as discussões da reunião dos dias 02 e 03/06.

6. Encerramento

O Coordenador-Geral Roberto Meira encerrou a reunião e agradeceu a participação e empenho de todos.

Brasília, 28 de abril de 2009.

6.7.4 – 4ª Reunião GT-GDSF.

Data: 06 de maio de 2009

Local: MME - sala de reunião do gabinete da SPE – 5º andar

1. Participantes

| Empresa | Participantes | Endereço Eletrônico |
|--------------|----------------------------------|-----------------------------|
| CEPEL | Marco Antônio E. Galdino | marcoag@cepel.br |
| ITAIPU | Cícero Bley Jr | cbley@itaipu.gov.br |
| MME/SEE/DGSE | Jarbas Bezerra Xavier | jarbas.xavier@mme.gov.br |
| MME/SPE/DDE | Lívio Teixeira de A. Filho | livio.filho@mme.gov.br |
| MME/SPE/DDE | Paulo Augusto Leonelli | pleonelli@mme.gov.br |
| MME/SPE/DDE | Paulo Roberto R. da Assunção | paulo.rabelo@mme.gov.br |
| MME/SPE/DDE | Roberto Meira Junior | roberto.junior@mme.gov.br |
| RENOVE | Roberto Devienne Filho | Devienne2@yahoo.com |
| SCG/ANEEL | Tito Angelo Lobão Cruz | tito@aneel.gov.br |
| SCG/ANEEL | Andréa Campos Reis | andreareis@aneel.gov.br |
| SCG/ANEEL | Vitor Correia Lima França | vitofranca@aneel.gov.br |
| SCG/ANEEL | Cynthia Mendonça Moreira | cynthia@aneel.gov.br |
| SEM/ANEEL | Fabio Stacke Silva | fabiostacke@aneel.gov.br |
| SPE/ANEEL | Aurelio Calheiros de Melo Junior | aucameju@aneel.gov.br |
| SRD/ANEEL | Renato Eduardo F. de Sousa | renatosousa@aneel.gov.br |
| SRD/ANEEL | Marco Aurélio Lenzi Castro | mcastro@aneel.gov.br |
| SRD/ANEEL | Hugo Lamin | hugolamin@aneel.gov.br |
| SRE/ANEEL | Leandro C. Moreira | leandromoreira@aneel.gov.br |
| UFSC | Ricardo Rütther | ruther@mbox1.ufsc.br |
| UNIFACS | Oswaldo L. Soliano Pereira | osoliano@unifacs.br |
| USP/IEE | Roberto Zilles | zilles@iee.usp.br |

2. Objetivo

Apresentar à ANEEL a experiência e situação dos mercados alemão e espanhol no desenvolvimento dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede e a expectativa para um programa brasileiro de geração distribuída com sistemas fotovoltaicos.

3. Abertura

O coordenador do GT Eng^o Paulo Leonelli fez a abertura da reunião cumprimentando os representantes da ANEEL, os membros do GT-GDSF e convidados. Justificou o convite às cinco superintendências da ANEEL fazendo um breve relato de sua expectativa na evolução dos estudos do GT com a agregação dessa agência nas discussões.

4. Assuntos Abordados

- f) O convidado Sr. Cícero Bley, superintendente de energias renováveis de ITAIPU, foi solicitado a relatar a experiência dessa empresa na geração de energia por fontes alternativas renováveis. Iniciou, informando que o Conselho Superior de Administração da empresa inseriu dentro de sua estrutura organizacional uma superintendência sobre energias renováveis, transversal a todas as superintendências de ITAIPU, provando o grau de comprometimento da empresa com o meio ambiente. Externou a preocupação da empresa com relação à diminuição do nível do reservatório de água do lago de Itaipu, provocado pelas mudanças climáticas, informando que o vertedouro da usina há muito tempo não é usado para extravasar o excesso de água do lago. Esclareceu que a empresa participa de projetos de biodigestor na região do oeste do Paraná, região com muitos produtores rurais de aves e suínos, com o objetivo de diminuir o lançamento de dejetos orgânicos de animais nos afluentes e no reservatório da usina, visando diminuir a proliferação de algas e conseqüente deterioração ambiental, provocando a emissão de gás metano que contribui para a formação do efeito estufa. Por fim, informou que já implementou um projeto piloto de geração distribuída à base de biogás, em São Miguel do Iguazu – PR, que gera energia elétrica para consumo próprio dos produtores e vende o excesso para a Companhia Paranaense de Energia – COPEL. Elucidou que essa implementação não necessitou de alteração pela ANEEL na regulamentação normativa vigente, mas para a compra da energia pela COPEL houve a necessidade de se fazer um leilão.
- g) O professor Ricardo Rütther/UFSC iniciou sua apresentação esboçando um panorama mundial dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede, salientando que a Alemanha já possui 130 mil sistemas fotovoltaicos instalados, e que em todo o mercado mundial já existem 6.000 MWp de fotovoltaicos instalados. Apresentou um comparativo sobre o potencial da tecnologia fotovoltaica em relação ao lago da usina de Itaipu e, também, em relação à soma de todas as áreas inundadas por hidrelétricas no Brasil, provando o grande potencial da energia fotovoltaica. Fez uma projeção de paridade de custo entre a energia solar e a convencional por regiões do Brasil. Exibiu diversos modelos de painéis com tecnologia fotovoltaica caracterizando a possibilidade de sua integração às mais diversas edificações urbanas, apontando as vantagens para o sistema elétrico de um programa de geração distribuída de energia fotovoltaica integrado ao ambiente construído. Finalizou, apresentado uma proposta de programa solar fotovoltaico residencial para o Brasil com inserção de 1000 MWp em 10 anos.
- h) O professor Roberto Zilles/USP apresentou a evolução da regulamentação e os incentivos praticados pela Espanha na inserção dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede. Mostrou que a Espanha teve uma evolução acentuada de FV em relação às outras fontes de energia, atingindo em 2007 o número de 19 mil instalações. Em outubro de 2008 atingiu o marco de 3130 MW de potência fotovoltaica instalada. Comentou que a partir de outubro de 2008 o Real Decreto 1578/2008 daquele país estabeleceu a tarifa “feed-in” de €340 por MWh. Sobre o Brasil, informou que em fevereiro de 2009 a potência acumulada de sistemas fotovoltaicos conectados à rede

era de 157 KWp, relativas a 29 instalações em operação. Apresentou exemplo de aplicação em residência, existente na rede da Eletropaulo, com módulo de proteção e esquema de ligação, com a opção de inserção ao circuito da carga antes e posterior ao contador de energia.

- i) Encontram-se anexas as apresentações referidas acima.

5. Discussões

O Sr. Cícero/ITAIPU ressaltou a preocupação das concessionárias com a segurança e o risco operacional para um programa fotovoltaico de geração distribuída, acreditando que um projeto de lei regulamentando todo o processo seria uma solução. Salientou, também a necessidade de ter escala de produção para os módulos fotovoltaicos para diminuir o custo de investimento do fabricante. Propôs disponibilizar um consultor para o GT a fim de produzir um manual agrupando todas as regulamentações existentes, pertinentes ao tema, que estão dispersas em várias legislações da ANEEL.

Fábio/ANEEL informou que as regras de acesso do sistema na concessionária é o menor problema para resolver. Colocou-se à disposição para esclarecimentos sobre regulação pertinentes à ANEEL.

Leandro/ANEEL manifestou a dificuldade de inserir mais subsídios nas tarifas de energia elétrica para financiar esse programa, propondo-se que deveria ser procurado outros mecanismos de incentivos.

Ricardo Rüter/UFSC fez questionamento sobre a não remuneração do excesso de energia gerado por um sistema de geração distribuída, considerando que poderia ser projetado um sistema com igualdade entre a potência de geração e a carga a ser consumida, de maneira que a conta deste consumidor fique praticamente zerada, deixando de remunerar a concessionária distribuidora pelos seus serviços.

Osvaldo Soliano/UNIFACS comentou sobre o dilema que é deixar para cada concessionária fazer a sua normatização para o acesso à rede de sistemas de geração distribuída.

Andrea/ANEEL sugeriu que deveria ser convidada a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, para a discussão do GT.

Marco Aurélio/ANEEL propôs a regulação da GD, também, para as outras fontes de energia e não só para a fotovoltaica.

Foi realizada uma rodada de encerramento onde todos os participantes manifestaram sobre o desenvolvimento da reunião e a expectativa sobre os estudos do grupo de trabalho.

O coordenador do GT, Eng^o Paulo Leonelli/MME, enalteceu a maturidade das discussões desenvolvidas ao longo da reunião, e finalizou a reunião fazendo a seguinte síntese dos resultados obtidos: a) não há impeditivo regulatório para a inserção dos sistemas de geração distribuída fotovoltaica; b) há que se trabalhar mais sobre os incentivos econômicos e financeiros; c) ampliar a abordagem da geração distribuída conectada à rede; d) ampliar o canal de comunicação com a ANEEL; e e) incorporar a CCEE às discussões do GT.

6. Encerramento

Paulo Leonelli encerrou a reunião e agradeceu a participação e empenho de todos.

Brasília, 11 de maio de 2009.

6.7.5 – 5ª Reunião GT-GDSF.

Data: 25 de junho de 2009

Local: MME - Sala de reunião do gabinete da SPE – 5º andar

1. Participantes

| Empresa | Participantes | Endereço Eletrônico |
|--------------|----------------------------|---------------------------|
| MME/SEE/DGSE | Jarbas Bezerra Xavier | jarbas.xavier@mme.gov.br |
| MME/SPE/DDE | Lívio Teixeira de A. Filho | livio.filho@mme.gov.br |
| MME/SPE/DDE | Paulo Augusto Leonelli | pleonelli@mme.gov.br |
| MME/SPE/DDE | Roberto Meira Junior | roberto.junior@mme.gov.br |
| MME/SPE/DDE | Hamilton Moss | hamilton.moss@mme.gov.br |
| MCT | Marcos de Oliveira Costa | mocosta@mct.gov.br |
| UFSC | Ricardo Rütger | ruther@mbox1.ufsc.br |
| UNIFACS | Oswaldo L. Soliano Pereira | osoliano@unifacs.br |
| USP/IEE | Roberto Zilles | zilles@iee.usp.br |

2. Objetivo

Validar os relatórios técnicos elaborados até o momento e a proposta do MME para as próximas ações do grupo, visando a redação de um relatório técnico parcial do GT e uma prorrogação dos trabalhos por mais 4 meses.

3. Abertura

O coordenador do GT Eng^o Paulo Leonelli fez a abertura da reunião cumprimentando os membros do GT-GDSF e convidados. Foi entregue aos participantes os seguintes documentos técnicos para serem validados: a) Ata da Reunião Extraordinária do GT-GDSF; b) Minuta de Nota Técnica (propondo a prorrogação do prazo dos trabalhos do GT); c) Minuta do Relatório Técnico Parcial dos Trabalhos do GT-GDSF; d) Anexos que compõem o Relatório Técnico Parcial dos Trabalhos do GT-GDSF. O diretor do DDE Hamilton Moss saudou os participantes e apresentou um documento por ele redigido, no qual faz algumas reflexões sobre uma política de governo integrada para o desenvolvimento da energia solar fotovoltaica.

4. Assuntos Abordados

- a) O coordenador-geral de fontes alternativas Roberto Meira/MME fez uma pequena apresentação com o objetivo de organizar e direcionar a reunião em duas partes: a primeira abordando os principais assuntos discutidos ao longo dos trabalhos do GT e a segunda abrindo o debate para as ações futuras do grupo com os temas: Justificativas para o desenvolvimento da energia solar fotovoltaica no atual contexto nacional; Energia como vetor de desenvolvimento industrial; Propostas de um plano de inserção da tecnologia e análise do impacto tarifário;
- b) Jarbas/MME propôs uma reunião do grupo com a ABINEE para subsidiar o Grupo com informações referentes à capacidade de produção de inversores e outros componentes de conexão desses sistemas à rede;
- c) O prof. Zilles/USP informou que vai encaminhar o relatório sobre a experiência da Espanha no desenvolvimento da fotovoltaica, para que possa ser concluído o relatório técnico parcial do GT-GDSF;
- d) Todos os presentes manifestaram sobre a necessidade de envolver o MCT, o MDIC e a ANEEL nos trabalhos do grupo. De acordo com o Marcos/MCT, será encaminhado um estudo referente ao desenvolvimento tecnológico da cadeia produtiva, que também será anexado ao relatório técnico;

- e) O prof. Rüther/UFSC frisou que deve ficar explícito na Nota Técnica de prorrogação dos trabalhos do GT a viabilidade futura da geração fotovoltaica, focando a questão da paridade tarifária em médio prazo;
- f) Lívio/MME complementou que, também,    necessário constar na NT a indicação dos produtos que devem ser gerados com a prorrogação do prazo dos trabalhos;
- g) Roberto Meira/MME informou aos presentes que o trabalho de levantamento da legislação/regulação a ser feito junto à ANEEL deverá ficar pronto no prazo de 30 a 40 dias;
- h) Prof. Osvaldo Soliano/Unifacs pediu para indicar na Nota Técnica as conclusões sobre as possibilidades de aquisição de energia fotovoltaica, apresentadas no trabalho sobre o "Marco Regulatório e Incentivos    Geração com Sistemas Fotovoltaicos Interligados";
- i) Marcos/MCT reafirmou a posição do MCT em disponibilizar grande parte de recursos para o incentivo do desenvolvimento tecnológico da energia fotovoltaica;
- j) Durante os debates foi considerada a necessidade de envolver a ELETROBRÁS nos trabalhos do grupo. Isso porque está sendo avaliada a possibilidade de buscar recursos junto às contas CDE (Conta de Desenvolvimento Energético) e a RGR (Reserva Global de Reversão). Também está em análise a possibilidade de contratação de energia fotovoltaica por meio de leilão, em consonância ao atual modelo do setor elétrico;
- k) Sobre essa vertente (de execução de um leilão específico), o prof. Zilles/USP ponderou que essa ação pode contribuir apenas para aquisição de módulos e painéis importados, em vista da atual situação de inexistência de produção nacional, não havendo a atração necessária para a instalação de fabricantes no país, deixando de utilizar a energia como vetor de desenvolvimento industrial;
- l) Com relação ao questionamento sobre porque investir em fotovoltaica, a conclusão dos debates foi de que existem várias razões e que cada uma por si só não é suficiente, mas a soma de todas caracteriza uma boa justificativa. Entre elas pode-se citar: a paridade tarifária no futuro, a grande reserva de silício, a busca do desenvolvimento tecnológico, a capacitação de recursos humanos, geração de empregos e a alta incidência de radiação solar em nosso território;
- m) No intuito de apresentar uma proposta estruturada de inserção dessa tecnologia para o planejamento energético, ficou acordado com o Prof. Rüther/USP, a elaboração de um estudo simulando a utilização da RGR para fomentar o uso de sistemas fotovoltaicos de pequeno porte, por meio dos mecanismos disponíveis de subvenção econômica e a modalidade empréstimo, associado ao pagamento de uma tarifa-prêmio de geração, com objetivo de mensurar o impacto na tarifa;

5. Encerramento

Roberto Meira/MME em nome do coordenador do grupo encerrou a reunião e agradeceu a participação e empenho de todos.

Brasília, 25 de junho de 2009.

