



Propostas para Inserção da Energia Solar Fotovoltaica na Matriz Elétrica Brasileira

abinee



Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica

Propostas para Inserção da Energia Solar Fotovoltaica na Matriz Elétrica Brasileira

Preparado por

Grupo Setorial de Sistemas
Fotovoltaicos da ABINEE



Junho de 2012



Presidente - Humberto Barbato

1º Vice-Presidente - Newton José Leme Duarte

2º Vice-Presidente - Paulo Gomes Castelo Branco

3º Vice-Presidente - Antonio Hugo Valério Júnior

Vice-Presidentes - Ailton Ricaldoni Lobo, Álvaro Dias Junior, Benjamin Benzaquen Sicsú, Dilson Suplicy Funaro, Luiz Francisco Gerbase, Sérgio Gomes, Umberto Gobbato

Secretário Geral - Nelson Ninin

1º Secretário - Irineu Govêa

2º Secretário - Claudio Lourenço Lorenzetti

Tesoureiro Geral - Nelson Luis de Carvalho Freire

1º Tesoureiro - André Luis Saraiva

2º Tesoureiro - Paulo Cesar Pereira da Silva

Diretores:

André Lichtenstein, Angelo José Barros Leite, Candido Norberto Dall'Agnol, Carlos Alberto Ferreira Godinho, Carlos Roberto Pires Pôrto, Eduardo Paoliello, Gilson Lima Feitosa, Guillermo Agripino Diaz Morales, Hélio Geraldino Filho, Jorge Eduardo Suplicy Funaro, Lourenço Pinto Coelho, Luciano Cardim de Araújo, Luiz Cláudio Farias Carneiro, Luiz Sérgio Vasconcellos Lima, Marcus Coester (licenciado), Renzo Rodrigues Sudário da Silva, Ricardo Vinhas Corrêa da Silva, Rogério Duair Jacomini Nunes, Rudinei Suzin, Wanderley Marzano

Conselho Fiscal:

Efetivo - Armando Ennes do Valle Junior, José Paulo Aleixo Coli, Maria Claudia Souza
Suplentes - Grace Kelly de Cássia Caporalli, José Mariano Filho, Roberto Marchetti Bedicks.

DIRETORIAS DE ÁREA

Automação Industrial

Diretor - Nelson Ninin
Vice-Diretores - Raul Victor Groszmann, Ricardo Menna Barreto Felizolla

Componentes Elétricos e Eletrônicos

Diretor - Rogério Duair Jacomini Nunes
Vice-Diretor - Wanderley Marzano

Economia

Diretor - Antonio Corrêa de Lacerda
Vice-Diretores - Franz Reimer, Luciano Cardim

Equipamentos Industriais

Diretor - Umberto Gobbato
Vice-Diretores - Marcos Jean Herrera Diaz, Miguel Peres Mañas

Geração, Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica

Diretor - Newton José Leme Duarte
Vice-Diretor: Marco Antonio Barbosa

Informática

Diretor - Antonio Hugo Valério Júnior
Vice-Diretores - Irineu Govêa, Juarez Magalhães

Material Elétrico de Instalação

Diretor - Antonio Eduardo de Souza
Vice-Diretores - Antonio Gildo Petrongari, Carlos Alberto Quintas Lima

Pequena e Média Empresa

Vice-Diretores - Julio Ricardo Bacheschi, Roberto Bedicks

Responsabilidade Socioambiental

Diretor - André Luis Saraiva

Vice-Diretor - José Mariano Filho

Serviço de Manufatura em Eletrônica

Diretor - Jorge Eduardo Suplicy Funaro

Vice-Diretor - Ricardo Fabio Battaglia

Sistemas Eletroeletrônicos Prediais

Diretor - Paulo Alvarenga

Tecnologia

Diretor - Nelson Luis de Carvalho Freire

Telecomunicações

Diretor - Paulo Gomes Castelo Branco

Vice-Diretor - Paulo Cesar Pereira da Silva

Utilidades Domésticas Eletroeletrônicas

Diretor - José Paulo Aleixo Coli

Vice-Diretores - Carlos Augusto A. Merquior, Guilherme Antonio Muller

DIRETORES REGIONAIS

Minas Gerais

Diretor - Ailton Ricaldoni Lobo

Vice-Diretor - José Luiz de Melo Aguiar

Nordeste

Diretor - Angelo Jose Barros Leite

Vice-Diretor - Renzo Rodrigues Sudario da Silva

Paraná

Diretor - Álvaro Dias Júnior

Vice-Diretor - Sérgio Luiz Correia

Rio de Janeiro

Diretor - Hélio Geraldino Filho

Vice-Diretor - Alexandre Moura

Rio Grande do Sul

Diretor - Luiz Francisco Gerbase

Vice-Diretor - Régis Sell Haubert



Presidente - Humberto Barbato

1º Vice-Presidente - Dorival Biasia

2º Vice-Presidente - Aluizio Bretas Byrro

1º Secretário - Irineu Govêa

2º Secretário - Marco Antonio Perri Barbosa

1º Tesoureiro - Nelson Luis de Carvalho Freire

2º Tesoureiro - JPaulo Cesar Pereira da Silva

Diretores:

Antonio Eduardo de Souza, Armando Ennes do Valle Junior, Carlos Alberto Ferreira Godinho, Carlos Augusto Alves Merquior, José Francisco Alvarenga, Roberto Moure de Held, Raul Victor Groszmann

Conselho Fiscal:

Efetivos - Grace Kelly de Cássia Caporalli, José Mariano Filho, Laercio João Paulo Temple
Suplentes - Claus Ebert, Ricardo Rossit

Delegados à FIESP

Efetivos - Humberto Barbato, Nelson Luis de Carvalho Freire
Suplentes - Dorival Biasia

Propostas para Inserção da Energia Solar Fotovoltaica na Matriz Elétrica Brasileira

Estudo do Grupo Setorial de Sistemas Fotovoltaicos da Abinee, elaborado pela equipe da LCA Consultores e PSR Soluções e Consultoria em Energia

Diretoria do Grupo Setorial

Diretor - Leonidas Andrade
Vice Diretora - Renata Lourenço
Vice Diretor - Sérgio Carvalho Esteves

Principais Autores e Analistas

Edgar Perlotti (LCA)
Fernando Camargo (LCA)
André Granville (PSR)
Gabriel Rocha de Almeida Cunha (PSR)
Mario Veiga Ferraz Pereira (PSR)
Rafael Kelman (PSR)

Contribuições do GS-Fotovoltaico coordenadas pelos Grupos de Trabalho (GT):

GT Financiamento – Coordenadora: Adriane C. S. Porto
GT Tributário – Coordenadora: Cátia Stoyan
GT Geração Distribuída – Coordenador: Guilherme Araujo
GT Inversores e Normas – Coordenador: Ildo Bet
GT Leilão Precificação – Coordenador: Niels Kleer
GT Leilão Regulatório – Coordenador: Rodolfo Molinari

Grupo Consultivo

Coordenação: Carlos A. F. Evangelista

Participantes: Adriane C. S. Porto, Alexandre Amaral Carlos Almeida, Catia Stoyan, Carlos A. F. Evangelista, Carlos H. Senna Medeiros, Didier Jousse, Emerson Kapaz, Guilherme Araujo, Hamilton Moreira da Cunha Jr., Ildo Bet, José Juarez Guerra, Kazumi Obara, Leonidas Andrade, Martin Brand, Mauricio Moszkowicz, Niels Kleer, Roberto Barbieri, Roberto Zilles, Rodrigo Guido Araújo, Rodolfo Molinari, Rogério Ferraz, Ruberval Baldini.

Agradecimentos Especiais

Engenheiro Alexandre Montenegro
Universidade Federal de Santa Catarina
Prof. Dr. Ricardo Rütger
Universidade Federal de Santa Catarina
Departamento de Engenharia Civil - Grupo de Pesquisa Estratégica em Energia Solar
Diretor Técnico do Instituto IDEAL
Prof. Dr. Roberto Zilles
Universidade de São Paulo
Instituto de Eletrotécnica e Energia - Laboratório de Sistemas Fotovoltaicos

EMPRESAS PATROCINADORAS

| | |
|--------------------------|------------------------|
| ABB | ALUPAR |
| ALWITRA | BLUE SOL ENERGIA SOLAR |
| CEGASA BRASIL | CENTROTHERM |
| CONDUMAX FIOS E CABOS | CPFL RENOVÁVEIS |
| DOW CORNING | DUPONT |
| EBES | EC13 |
| ECOSOLAR DO BRASIL | ELTEK |
| ENEL GREEN POWER | FINDER COMPONENTES |
| GEHRLICHER ECOLUZ | GUASCOR SOLAR |
| HYDRO ALUMÍNIO | JEMA ENERGY |
| KYOCERA SOLAR | LG ELECTRONICS |
| M.E.S. ENERGIA | MPX TAUÁ ENERGIA SOLAR |
| NEXANS | ORBE BRASIL |
| ORMAZABAL | PETROBRAS |
| PHB | PHOENIX CONTACT |
| RENOVA ENERGIA | RIMA |
| SAINT-GOBAIN DO BRASIL | SANTERNO |
| SCHNEIDER ELECTRIC | SEMIKRON |
| SIEMENS | SOLARIA BRASIL |
| SOLARIS | SOLATIO ENERGIA |
| SS SOLAR | SUNEDISON BRASIL |
| TECNOMETAL ENERGIA SOLAR | WEG |

MENSAGEM DO PRESIDENTE DA ABINEE

A tendência mundial é a busca por novas fontes de energia que possam atender ao acelerado crescimento da demanda, de forma não poluente e sustentável.

No Brasil, temos todas as fontes energéticas, sejam as que já estão consolidadas como as que despontam no cenário, a médio e longo prazo. No caso da geração de energia elétrica a partir de fontes fotovoltaicas o mercado brasileiro é extremamente promissor. Além do fato do país possuir, por conta de sua localização geográfica, uma fonte inesgotável do principal insumo - o sol -, também dispõe da matéria prima essencial para produção do silício utilizado na fabricação das células fotovoltaicas.

Acompanhando esta tendência, a Abinee formou o Grupo Setorial de Sistemas Fotovoltaicos, no âmbito da área de Geração, Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica (GTD), por iniciativa das empresas associadas, com o objetivo de discutir e propor a inserção da energia fotovoltaica na matriz elétrica brasileira.

Fruto destas discussões, este estudo apresenta um panorama da geração fotovoltaica no mundo e a potencialidade de implantação efetiva no Brasil, por meio de políticas específicas para o segmento.

Esperamos que este trabalho contribua para que o país amplie e diversifique sua matriz elétrica, levando em conta o desenvolvimento de uma cadeia produtiva local.

Humberto Barbato

APRESENTAÇÃO

O Grupo Setorial de Sistemas Fotovoltaicos da ABINEE ("GS-Fotovoltaico") foi constituído em janeiro de 2010 com o propósito de reunir as empresas interessadas no desenvolvimento da energia solar fotovoltaica no país e na introdução dessa energia limpa e renovável na matriz elétrica brasileira, para além dos sistemas isolados, onde vem sendo utilizada há muitos anos pelo "Programa Luz para Todos" e outras aplicações especiais.

A concepção do GS-Fotovoltaico nasceu de uma provocação da Coordenação de Energias Renováveis do Ministério de Minas e Energia, constatando a inexistência até então de um interlocutor que representasse as empresas do setor.

Desde a nossa reunião inicial com 33 empresas em 27 de janeiro de 2011, evoluímos rapidamente para mais de 140 empresas em maio de 2012. Isso demonstra de forma inequívoca o grande interesse que o tema desperta, consolidando o GS-Fotovoltaico em um fórum qualificado e privilegiado no diálogo com o governo em busca de alternativas para o desenvolvimento do setor fotovoltaico no país.

Consideramos que é necessário buscar o desenvolvimento da cadeia produtiva de sistemas fotovoltaicos no Brasil de forma adequada e progressiva. Infelizmente, não existe a possibilidade de desenvolvimento de uma cadeia produtiva no país sem a contrapartida da demanda, a qual entendemos que somente poderá se materializar mediante uma orientação adequada dos rumos que o governo apontar para o setor energético brasileiro.

"Nos últimos 10 anos, a tecnologia fotovoltaica tem mostrado potencial para tornar-se uma das fontes de eletricidade predominantes no mundo – com um crescimento robusto e contínuo mesmo em tempos de crise financeira e econômica. Espera-se que esse crescimento continue nos anos seguintes, respaldado pela conscientização das vantagens da energia fotovoltaica. No final de 2009, a capacidade instalada acumulada de sistemas fotovoltaicos era de aproximadamente 23 GW. Um ano depois era de 40 GW. Em 2011, mais de 69 GW estão instalados no mundo, podendo produzir 85 TWh de eletricidade a cada ano. Esse volume de energia é suficiente para abastecer a necessidade anual de mais de 20 milhões de casas." (EPIA – Global Market Outlook for Photovoltaics until 2016 – maio de 2012, p. 11.)

No Brasil, as estimativas mais aceitas davam conta de uma capacidade instalada acumulada de sistemas fotovoltaicos, até o final de 2011, de aproximadamente 31,5 MW instalados no país, sendo 30 MWp em sistemas não conectados à rede, e 1,5 MW conectados. Fica evidente que a energia solar fotovoltaica ainda não está sendo considerada adequadamente no nosso planejamento energético.

“Assim sendo, permitir que o setor se desenvolva baseado somente nas forças de mercado existentes resultará numa curva de crescimento bastante tímida. Os riscos associados a esta escolha estão relacionados principalmente à perda do *timing*. Como já salientado, os investidores globais estão se posicionando fortemente e a curva de aprendizado do setor é altamente acelerada. Neste ambiente, o Brasil corre o risco de perder a oportunidade de se posicionar como um ator dentro de uma indústria altamente estratégica (não só pelos atributos específicos da geração fotovoltaica, como também da potencial interação que os elos da cadeia produtiva apresentam com outros segmentos industriais, como a microeletrônica, elencada entre as prioridades setoriais da política industrial brasileira). Alguns analistas de mercado acreditam que o Brasil já está atrasado neste processo.” **(Capítulo 4.1 deste trabalho - “Indústria Fotovoltaica Nacional”, p. 94)**

“Outro aspecto negativo da escolha de um modelo de crescimento da demanda liderado somente por forças de mercado presentes é o provável não adensamento da cadeia produtiva local. Dessa maneira, resulta-se em um desenvolvimento do mercado que não envolve transferência e desenvolvimento tecnológico, geração de empregos de alto nível de qualificação, além dos elementos multiplicadores da renda provocados pela movimentação de economias locais. O fato principal, apontado pela maior parte dos agentes que atuam ou potencialmente poderiam atuar no mercado nacional, é que a baixa demanda por sistemas fotovoltaicos não alcança a escala necessária para a instalação de plantas produtivas competitivas em nível global. Este modelo resultaria, portanto, em um provável crescimento das importações de equipamentos, que hoje chegam com preços muito mais baixos no Brasil, com efeitos bastante negativos sobre a balança comercial.” **(Capítulo 4.1 deste trabalho - “Indústria Fotovoltaica Nacional”, p. 94)**

“O Plano Brasil Maior, que incorpora a política industrial do período entre 2011 e 2014, é um exemplo palpável de como esta agenda pode ser construída. O plano, coordenado pelo Ministério de Desenvolvimento, Indústria e Comércio (MDIC), com a participação dos Ministérios de Ciência e Tecnologia (MCTI), Planejamento, Orçamento e Gestão, Fazenda e Casa Civil, é a continuidade das políticas anteriores de cunho setorial: Política Industrial, Tecnológica e de Comércio Exterior (PITCE), de 2004, e a Política de Desenvolvimento Produtivo (PDP), de 2008. O plano desenha metas que possuem relação com o comércio exterior, a defesa da indústria e do mercado interno e com investimento e inovação, através de uma série de medidas e objetivos para o período considerado.” **(Capítulo 4.2.1 deste trabalho “Interlocução e Coordenação Estratégica – Agenda”, p. 95)**

Oferecemos este trabalho como uma contribuição do Grupo Setorial de Sistemas Fotovoltaicos da ABINEE para a discussão dos rumos da Energia Solar Fotovoltaica no Brasil.

Leônidas B. Andrade

Diretor do Grupo Setorial de Sistemas Fotovoltaicos – ABINEE

SUMÁRIO EXECUTIVO

A energia solar fotovoltaica tem atributos que a tornam única. O fato de ser possível incrementar a produção tão rapidamente e a tecnologia se desenvolver a partir de infraestrutura existente faz com que a taxa de inovação no segmento seja muito maior que nos demais setores de energia. Na realidade, esta taxa situa-se mais próxima de setores como TI, com suas mudanças constantes. Para além de uma extensa variedade de pesquisa em novas tecnologias, há constantes inovações na indústria que vêm reduzindo significativamente o custo por unidade de energia assegurada das tecnologias disponíveis comercialmente via novos produtos e processos de produção, disposição, comercialização, financiamento e instalação.

É notável que em países da Europa e da Ásia, além dos Estados Unidos, haja forte crescimento do parque instalado, enquanto a participação desta fonte de energia ainda seja praticamente inexistente por aqui. Estimativas preliminares de consumo aparente dão conta de uma **demanda doméstica de no máximo 7 MWp em 2011**, ao passo que a capacidade instalada na Alemanha – em locais, reforce-se, onde a irradiação solar dos melhores parques é inferior à dos locais de menor irradiação brasileiros – já se aproxima dos 25.000 GWp acumulados até 2011 (EPIA – Market Report 2011).

Dadas as condições atuais de competitividade da energia fotovoltaica, claro está que essa diferença apenas se explica pela disposição daqueles governos para incentivarem a inserção da fonte solar fotovoltaica em suas matrizes elétricas. No entanto, vai se tornando cada vez mais clara a oportunidade de se explorar a energia fotovoltaica no Brasil, não apenas por causa da maior irradiação solar, que é sem dúvida um fator relevante, mas também pela firme trajetória de aumento de eficiência e queda dos custos de implantação de módulos e sistemas fotovoltaicos em nível internacional.

Para além do potencial do mercado de energia fotovoltaica em si, há que se ressaltar a forte interação entre este setor e a cadeia de valor da indústria de componentes eletrônicos, sobretudo semicondutores, a partir da cadeia de purificação do silício. Neste sentido, o Brasil pode reunir condições competitivas – e há interesses efetivos – para abrigar investimentos na cadeia de purificação do silício de forma a atender a ambas as cadeias, solar fotovoltaica e de componentes eletrônicos. Assim, seria possível explorar um espaço de desenvolvimento de mercado ainda mais vasto do que se revelam as expectativas para o setor de energia solar ao incluirmos

os mercados de componentes e material eletrônico – segmento, aliás, no qual a balança comercial brasileira tem sido há anos crescentemente deficitária.

* * *

Dadas as magnitudes quase desprezíveis da demanda e das instalações fotovoltaicas atualmente no Brasil, salta à vista a necessidade de ações que permitam despertar os atores nacionais e globais para o elevado potencial de assimilação de tecnologia e geração de valor adicionado na produção local dos diversos elos desta cadeia, com respectiva expansão da geração de empregos qualificados, saldos comerciais (via exportações ou substituição de importações) e arrecadação de impostos e tributos. A importância fundamental do fator **escala produtiva** neste segmento nos leva a concluir que a inserção do Brasil neste setor irá requerer medidas simultâneas e sincronizadas de **incentivo à demanda e à oferta**.

Quanto à **demand**a, em primeiro lugar, seria fundamental uma atuação direta de agentes públicos, entre eles o Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior (MDIC); Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação (MCTI); Ministério de Minas e Energia (MME); Ministério da Fazenda (MF); Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), entre outros, no sentido de organizar o processo e dar o “pontapé inicial” a uma série de ações e decisões, nas esferas pública e privada, necessárias para que a cadeia de investidores e fornecedores de bens e serviços locais esteja apta a atender à demanda de forma competitiva, com conteúdo local relevante e crescente. Acreditamos que o instrumento mais eficiente para permitir essa sincronicidade é um leilão específico para a fonte solar fotovoltaica, com um volume de contratação relevante para efetivar e antecipar o elevado potencial de mercado para esta fonte no Brasil. Para uma indústria na qual a escala produtiva é fator decisivo, não é possível esperar que as forças do mercado o façam sem colocar em risco a oportunidade de inserção desta indústria no Brasil.

Em recente contribuição enviada pelo Grupo Setorial Fotovoltaico ao Plano Decenal de Energia (PDE) 2020, já era indicado que o objetivo de 2 GW instalados até 2020 poderia criar condições de alavancar o desenvolvimento de uma cadeia produtiva local para produção de equipamentos, atraindo a atenção de atores globais para o Brasil.

Simulações realizadas indicam que o valor de venda da energia para contrato com duração de 25 anos com montante igual à energia produzida pela usina (geração média igual a 18,5% da capacidade instalada²) para uma faixa de investimentos variando entre 4.000 R\$/kW e 6.000 R\$/kW, diferentes taxas de retorno e diferentes sistemas de amortização do financiamento, variam entre 242 R\$/MWh e 407 R\$/MWh.

Sabe-se que há resistências à realização de um leilão exclusivo para a fonte, principalmente por conta de o preço estimado ser ainda elevado relativamente ao de fontes renováveis como eólicas e mesmo biomassa. No entanto, deve-se

2 Equivale a usina com índice de performance (PR) de 74% em região com irradiação de 6 kWh/m²/dia.

reforçar (i) a firme trajetória de redução dos custos da instalação fotovoltaica e (ii) o fato de que o volume de energia negociado deverá funcionar como garantia de evolução da demanda necessária para atender exigências mínimas de escala produtiva para instalação local de parte significativa das unidades produtivas – por exemplo, purificação do silício ou fabricação de filmes finos.

O objetivo da realização de um leilão específico seria colocar o Brasil na “vitrine” da área solar, aproveitando-se deste período de retração do mercado, principalmente devido à crise na Europa. A corrida tecnológica, tanto na melhoria dos processos de fabricação de células de silício, como na busca de materiais semicondutores mais econômicos ou soluções “híbridas” tem se intensificado bastante nos últimos anos. A promoção de leilões seria decisiva na decisão de escolha do Brasil dentre as alternativas de alocação de plantas e investimentos diversos nesta cadeia – reforçando em muito a posição privilegiada do Brasil no ranking de consumo e produção de energia limpa. Com isso, espera-se reforçar a competitividade ao atrair empresas capazes de produzir energia ao menor custo, com benefício direto à promoção da cadeia produtiva local e ao consumidor brasileiro. Caso a trajetória a ser seguida inclua a da purificação do silício até o grau eletrônico, pode-se abrir a perspectiva de internalização de semicondutores e componentes eletrônicos, com vastos benefícios para a indústria doméstica. Some-se ainda o incentivo aos fabricantes nacionais de inversores, estruturas metálicas, cabos, disjuntores, quadros elétricos e outros equipamentos utilizados em usinas fotovoltaicas.

Em paralelo, é fundamental o fomento de um ambiente regulatório e comercial favorável à penetração da fonte fotovoltaica em instalações residenciais e comerciais – geração distribuída. Do ponto de vista regulatório destaca-se a recente normativa da ANEEL que introduziu o sistema de compensação nas faturas de energia – conceito do *net metering* – e a adoção de procedimentos simplificados para acesso à rede, que incluem dispensa de consulta, prazos reduzidos para a elaboração do parecer de acesso e assinatura dos contratos, requisitos simplificados de acordo com a potência do gerador, dispensa de assinatura dos contratos de uso e conexão e dispensa de licenciamento ambiental. Do ponto de vista comercial, sugere-se a adoção de modelos comerciais já experimentados em outros países, como o *leasing* e o conceito de usinas comunitárias, facilitando e simplificando o acesso do consumidor final ao sistema.

Pelo lado da **oferta**, em primeiro lugar, é fundamental considerar que um conjunto de medidas sistêmicas é a base para permitir um avanço robusto do setor produtivo, não apenas da indústria fotovoltaica. A realização de reformas que foquem a redução dos custos de investimento e produção, como aspectos tributários, de logística, custo da energia elétrica, telecomunicações, entre outros fatores, é um passo primordial para garantir o sucesso de quaisquer políticas voltadas para o adensamento de cadeia produtiva. Neste sentido, o Plano Brasil Maior, plano de Política Industrial do Governo Federal, possui um eixo de medidas cujo objetivo vai ao encontro das propostas deste trabalho.

O MDIC e o MCTI têm um papel fundamental neste processo, na medida em que se coloca em pauta a possibilidade de perda de oportunidade para o estabelecimento de uma indústria nacional de elevado valor agregado. Dentro da competência destes ministérios, especificamente para o setor, a atuação proposta deverá ocorrer via incentivos diretos à produção local da maior parcela possível de partes e componentes desta cadeia de valor. Assim, programas como o PADIS que contempla isenções tributárias à cadeia de semicondutores, módulos e células fotovoltaicos; Lei da Informática, com isenções para inversores; e a Lei do Bem (Inovação Tecnológica), que prevê dedução do lucro real no valor dos gastos com P&D de novos produtos ou processos, serão, sem dúvida, importantes indutores de investimento na cadeia de valor da energia solar fotovoltaica **tão logo haja sinais claros de um programa que organize e incentive o crescimento sustentável da demanda por esta fonte.**

Adicionalmente, é fundamental a disponibilização de linhas específicas de financiamento à cadeia produtiva do setor. Para a cadeia de fornecedores, justifica-se o enquadramento de projetos com elevado conteúdo tecnológico e que exigem adaptações às especificidades de clima e temperatura locais em linhas de inovação operadas pelo BNDES, com custos menores e prazos mais amplos, entre outras condições mais flexíveis de enquadramento. Além destas, é fundamental poder contar com linhas já existentes, como o Fundo Clima, programa do Ministério do Meio Ambiente (MMA), que, espera-se, possa atender a um amplo volume de projetos de investimento. Para a geração distribuída, recomenda-se a adoção por parte do sistema bancário como um todo e da Sociedade Brasileira de Poupança e Empréstimo (SBPE), com liderança da Caixa Econômica Federal (CEF), de linhas de crédito específicas à aquisição de sistemas fotovoltaicos por parte de empresas comercializadoras ou consumidores diretos, dado seu longo tempo de vida útil e seu preço relativamente elevado (comparável a bens duráveis de maior escala, da ordem de R\$ 10 mil para residências médias).

Por fim, a atuação do setor público se faz necessária no desenvolvimento de normas e regulamentação, garantindo maior clareza, particularmente sobre o papel da distribuidora de energia elétrica. Neste sentido, os órgãos públicos e entidades privadas, entre elas a própria ABINEE, já têm atuado em colaboração para definição de padrões e normas tanto para equipamentos como para as instalações.

Concluindo, com base nos tópicos anteriores fica claro que, atuando principalmente no sentido de uma convergência de interesses, o setor público e o setor privado podem trabalhar na definição da agenda setorial que garantirá o sucesso da inserção da fonte fotovoltaica no país. A combinação de execução de leilão específico, capaz de viabilizar a obtenção de um volume mínimo que atenda às exigências de escala do setor; políticas fiscais e financeiras que reduzam o custo de investimento na produção local e na aquisição de sistemas; definição de modelos de comercialização atraentes para o consumidor final que reduzam a incerteza ou a “desconfiança” em relação ao sistema; e um conjunto de normas, padrões

e regulação que torne o ambiente seguro e claro para atuação de investidores e agentes de distribuição, são os principais pilares para a aceleração da demanda doméstica.

* * *

As soluções e propostas apresentadas neste trabalho não implicam grandes alterações nos mecanismos já existentes. Também não se propõe a escolher uma família tecnológica. O caminho adotado passa pela construção de políticas que permitam ao mercado, comparando preço e eficiência, escolher a tecnologia adequada para o momento produtivo.

Este trabalho busca mostrar que a inclusão do setor fotovoltaico dentro de uma agenda estratégica de política industrial se torna fundamental, restando ainda uma pequena janela de oportunidade para desenvolvimento de uma cadeia produtiva local, uma vez que o setor vive um momento de forte expansão no mercado mundial. É essencial que esta agenda seja fruto de esforços conjuntos dos diversos ministérios e autarquias envolvidas no processo produtivo e no planejamento energético. Mais ainda, devem-se incluir nos esforços conjuntos os agentes privados e seus representantes que participam do processo, garantindo a convergência de interesses que é essencial para o sucesso da inserção da energia fotovoltaica na matriz elétrica brasileira.

O presente relatório busca levantar as principais questões que permeiam o segmento com o intuito de identificar as potencialidades e dificuldades para inserção da energia solar fotovoltaica na matriz elétrica brasileira. Neste sentido, no primeiro capítulo apresenta-se o histórico da energia solar fotovoltaica no Brasil, delimitando os principais pontos positivos do uso desta fonte para o sistema elétrico brasileiro, além das principais barreiras presentes no mercado nacional à inserção da fonte. O segundo capítulo aprofunda a análise econômica, discutindo questões relativas ao custo da geração distribuída, a viabilidade regional da instalação de sistemas fotovoltaicos e os preços estimados para um provável leilão. O capítulo três descreve resumidamente as experiências mais relevantes com programas de incentivos adotados nas principais economias globais e nos países onde a energia fotovoltaica já está em um processo mais avançado de inserção. Por fim, o último capítulo, se detém na discussão objetiva da inserção da energia solar fotovoltaica na matriz elétrica nacional, ocupando-se, principalmente, com a proposição de políticas industriais e a análise de seus resultados esperados. Desta maneira, o capítulo final se coloca como uma síntese da análise realizada ao longo do relatório, e apresenta a conclusão e discussão propositiva do trabalho.

Para aqueles interessados em um panorama histórico e atual sobre a energia solar fotovoltaica no mundo, os grandes números, os conceitos e definições aplicados no mercado, a cadeia produtiva, os principais participantes do mercado internacional etc., recomendamos a leitura dos anexos.

ÍNDICE

| | |
|---|-----------|
| 1. Um “blueprint” para energia solar no Brasil | 23 |
| 1.1 INTRODUÇÃO | 23 |
| 1.2 EVOLUÇÃO HISTÓRICA | 23 |
| 1.2.1 Luz para todos e demais aplicações remotas..... | 23 |
| 1.2.2 O P&D Estratégico Aneel | 27 |
| 1.2.3 A cadeia produtiva no Brasil..... | 29 |
| 1.2.3.1 O módulo fotovoltaico | 29 |
| 1.2.3.2 Inversores..... | 33 |
| 1.2.3.3 Baterias e BoS | 34 |
| 1.2.3.4 Integração e Serviços | 35 |
| 1.3 BENEFÍCIOS DA ENERGIA FOTOVOLTAICA | 35 |
| 1.3.1 Sinergia com a carga..... | 35 |
| 1.3.2 Baixos Impactos ambientais..... | 36 |
| 1.3.3 Confiabilidade | 36 |
| 1.3.4 Geração de empregos..... | 37 |
| 1.3.5 Suporte à operação da rede..... | 39 |
| 1.4 BARREIRAS À EXPANSÃO FOTOVOLTAICA NO BRASIL | 40 |
| 1.4.1 Aspectos Técnicos..... | 40 |
| 1.4.2 Aspectos Econômicos | 42 |
| 1.4.3 Aspectos Regulatórios..... | 44 |
| 1.4.3.1 Empreendimentos acima de 5 MW..... | 45 |
| 1.4.3.2 Empreendimentos até 5 MW | 46 |
| 1.4.3.3 Empreendimentos abaixo de 1 MW..... | 47 |
| 1.4.4 Barreiras ao desenvolvimento da cadeia..... | 48 |
| 2. Análise econômica e de mercado | 51 |
| 2.1 RADIAÇÃO SOLAR..... | 51 |
| 2.2 TRANSFORMAÇÃO DA IRRADIAÇÃO SOLAR EM ELETRICIDADE | 53 |
| 2.3 CUSTOS DOS COMPONENTES | 55 |
| 2.3.1 Módulos | 55 |
| 2.3.2 Inversores..... | 55 |
| 2.3.3 Demais custos..... | 56 |
| 2.3.4 Custos nacionalizados | 56 |

| | | |
|-----------|---|-----------|
| 2.3.5 | Custo de produção de sistemas fotovoltaicos | 59 |
| 2.4 | MAPA DO CUSTO DE PRODUÇÃO DA ENERGIA SOLAR | 61 |
| 2.5 | TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA | 62 |
| 2.5.1 | Consumidores conectados na baixa tensão | 62 |
| 2.5.2 | Consumidores conectados na Alta Tensão..... | 64 |
| 2.6 | INDICADOR DE VIABILIDADE DA ENERGIA FOTOVOLTAICA..... | 64 |
| 2.6.1 | Viabilidade para clientes na baixa tensão..... | 65 |
| 2.6.2 | Sensibilidade sobre custo dos sistemas instalados | 66 |
| 2.6.3 | Viabilidade para clientes na alta tensão..... | 68 |
| 2.7 | USINAS SOLARES | 69 |
| 2.7.1 | Irradiação | 69 |
| 2.7.2 | Parâmetros considerados na análise | 70 |
| 2.7.3 | Resultados..... | 72 |
| 2.8 | O FUTURO..... | 74 |
| 2.8.1 | Curva de aprendizado tecnológico..... | 74 |
| 2.8.2 | Preços esperados..... | 74 |
| 2.8.3 | Discussão..... | 75 |
| 3. | Programas de Incentivos..... | 79 |
| 3.1 | FEED-IN TARIFFS E O CASO DA ALEMANHA..... | 80 |
| 3.2 | LEILÕES E A MISSÃO SOLAR NACIONAL NA ÍNDIA | 83 |
| 3.3 | SUBSÍDIOS À PRODUÇÃO E O PROJETO GOLDEN SUN NA CHINA | 83 |
| 3.4 | INICIATIVA SOLAR NOS ESTADOS UNIDOS: NET METERING, CRÉDITO E INCENTIVOS TRIBUTÁRIOS | 85 |
| 3.4.1 | Crédito e Incentivos Tributários | 85 |
| 3.4.2 | Net Metering..... | 86 |
| 3.4.3 | Certificados de Energia Renovável | 87 |
| 3.4.4 | Incentivos à Indústria..... | 88 |
| 4. | Estratégias de Inserção | 91 |
| 4.1 | INDÚSTRIA FOTOVOLTAICA NACIONAL..... | 91 |
| 4.2 | ACELERAÇÃO DA DEMANDA..... | 95 |
| 4.2.1 | Interlocução e Coordenação Estratégica – Agenda..... | 95 |
| 4.2.2 | Leilão Específico..... | 96 |

| | | |
|-----------|---|------------|
| 4.2.3 | Geração Distribuída..... | 96 |
| 4.2.4 | Ajustes regulatórios..... | 98 |
| 4.2.4.1 | Geração solar de pequeno porte..... | 98 |
| 4.2.4.1.1 | Situação atual..... | 98 |
| 4.2.4.1.2 | Ajustes sugeridos..... | 99 |
| 4.2.4.1.3 | Desafios..... | 100 |
| 4.2.4.2 | Usinas solares no Sistema Interligado Nacional..... | 101 |
| 4.2.4.2.1 | Situação atual..... | 101 |
| 4.2.4.2.2 | Ajustes sugeridos..... | 103 |
| 4.2.5 | Modelos comerciais..... | 107 |
| 4.2.5.1 | Leasing de sistemas fotovoltaicos..... | 107 |
| 4.2.5.2 | Usinas comunitárias..... | 108 |
| 4.2.6 | Linhas de Financiamento e Incentivos Tributários..... | 109 |
| 4.2.7 | Normas Técnicas e Qualificação de Equipamentos..... | 110 |
| 4.2.7.1 | Histórico e atuação da ABINEE..... | 110 |
| 4.2.7.2 | Programa Brasileiro de Etiquetagem..... | 112 |
| 4.2.7.3 | Recomendações específicas..... | 112 |
| 4.2.7.4 | Certificação de Edificações..... | 112 |
| 4.2.8 | Agenda Nacional..... | 115 |
| 4.3 | ADENSAMENTO DA CADEIA PRODUTIVA..... | 115 |
| 4.4 | RECOMENDAÇÕES..... | 119 |
| 5. | ANEXO A - A Energia Solar..... | 121 |
| 5.1 | OS GRANDES NÚMEROS..... | 121 |
| 5.2 | DISTRIBUIÇÃO GEOGRÁFICA DA IRRADIAÇÃO SOLAR..... | 123 |
| 5.3 | RADIAÇÃO SOLAR NO BRASIL..... | 123 |
| 5.4 | APLICAÇÕES DA ENERGIA SOLAR..... | 125 |
| 5.4.1 | Aquecimento d'água..... | 125 |
| 5.4.2 | Produção de energia elétrica..... | 126 |
| 5.5 | SISTEMAS FOTOVOLTAICOS..... | 128 |

| | |
|--|------------|
| 5.5.1 Módulos | 129 |
| 5.5.2 Inversores..... | 141 |
| 5.5.3 Cabos | 141 |
| 5.5.4 Controladores de carga e baterias | 142 |
| 5.5.5 Estrutura de suporte | 142 |
| 5.6 PANORAMA DO MERCADO..... | 144 |
| 5.7 FUTURO..... | 148 |
| 6. ANEXO B - Cadeia produtiva da energia solar fotovoltaica | 151 |
| 6.1 ESTRUTURA E ESCALA DE PRODUÇÃO DE SILÍCIO DE GRAU SOLAR..... | 151 |
| 6.2 PRODUÇÃO DA CÉLULA E MONTAGEM DO MÓDULO | 154 |
| 6.3 INVERSORES..... | 157 |
| 6.4 BATERIAS E CONTROLADORES DE CARGA..... | 159 |
| 6.5 OUTROS COMPONENTES DO SISTEMA – BOS | 160 |
| 7. ANEXO C – Células fotovoltaicas e medição da irradiância solar | 163 |
| 7.1 O EFEITO FOTOVOLTAICO..... | 163 |
| 7.1.1 Semicondutores tipo-n e tipo-p..... | 164 |
| 7.2 PRINCÍPIO BÁSICO DAS CÉLULAS..... | 165 |
| 7.2.1 Limite de Shockley-Queisser | 166 |
| 7.2.2 As células fotovoltaicas modernas | 167 |
| 7.2.3 Primeiras aplicações e evolução..... | 168 |
| 7.3 PESQUISAS TECNOLÓGICAS | 169 |
| 7.3.1 Células sensibilizadas por corante..... | 171 |
| 7.3.2 Energia fotovoltaica concentrada | 171 |
| 7.4 MEDIDAS DA IRRADIÂNCIA SOLAR..... | 173 |

1. Um “*blueprint*” para energia solar no Brasil

1.1 INTRODUÇÃO

O objetivo deste capítulo é apresentar uma visão sobre a evolução histórica da energia solar no Brasil, destacar as iniciativas mais recentes de promoção da inserção desta fonte e identificar os atributos favoráveis e as barreiras à inserção fotovoltaica, tanto pelo lado da oferta (geração concentrada) como do lado da demanda (geração distribuída).

A identificação destes elementos contribuirá para a elaboração de um conjunto de medidas para promover a energia solar no Brasil com sucesso, maximizando os benefícios econômicos, tecnológicos, industriais e sociais ao país.

1.2 EVOLUÇÃO HISTÓRICA

A “Lei da Informática”, instituída em 1991, estabelecia barreiras alfandegárias à importação de equipamentos de informática com o intuito de desenvolver a indústria nacional; e também protegia os equipamentos fotovoltaicos por empregarem silício monocristalino nas células solares. Esta lei trouxe resultados modestos à indústria nacional antes de o governo Collor dar um fim às barreiras alfandegárias em 1992. No campo fotovoltaico, a Lei da Informática propiciou a instalação de somente uma empresa (a Heliodinâmica) que produzia lingotes de silício monocristalino, células e módulos fotovoltaicos com aplicação em sistemas isolados.

1.2.1 Luz para todos e demais aplicações remotas

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 em todo Brasil. O PRODEEM foi incorporado ao Programa Luz para Todos com

o intuito de atender localidades remotas, para as quais a extensão da rede de distribuição traz custos proibitivos.

De acordo com o Relatório da Administração da Eletrobras de 2009, ao todo foram instalados 2.046 sistemas fotovoltaicos desde 2004:

- Considerando apenas os compromissos com a Eletrobras, foram cadastrados 70.451 projetos no Sistema de Gerenciamento de Projetos do Programa Luz para Todos, totalizando 319.259 projetos desde 2004. Este total abrange o atendimento de 1.711.830 ligações, o que corresponde a 77,6% do total de ligações contratadas entre os Agentes Executores e a Eletrobras, assim como: (i) a realização de ligações de domicílios no meio rural em 5.294 municípios brasileiros; (ii) a construção de 413.656 km de redes elétricas de alta e baixa tensão; (iii) a implantação de 4,3 milhões de postes; (iv) a instalação de 628.822 transformadores; **(V) a implantação de 2.046 sistemas fotovoltaicos.**

O programa menciona também algumas experiências específicas de comunidades isoladas.

- Também foram intensificados os estudos, visando ao atendimento de localidades distantes das redes de distribuição, que priorizam o uso de fontes renováveis de energia. Neste sentido, foram desenvolvidos estudos com vistas ao atendimento através de sistemas fotovoltaicos individuais na região amazônica, baseados nas experiências advindas do Projeto Piloto de Xapuri, projeto implantado pela Eletroacre, com participação da Eletrobras, que beneficiou 103 famílias com estes sistemas, no âmbito do Programa. Nesse contexto, também foi desenvolvido, em cooperação com a Celpa, o Projeto Piloto de Araras, visando à implantação de sistemas de geração descentralizada com energia renovável e distribuição por minirredes nas ilhas de Araras, no município de Curalinho (PA). Este piloto, com recursos aprovados no fim de 2009, utilizará tecnologia fotovoltaica e eólica para fornecer energia elétrica às comunidades das ilhas, beneficiando 76 famílias.

Infelizmente, não há referências atualizadas sobre os sistemas fotovoltaicos na edição 2010 do relatório da Eletrobras. As aplicações fotovoltaicas no Brasil estão mais difundidas no entorno rural e destinadas à universalização do serviço elétrico e ao bombeamento de água.



Fig. 1.1 – Instalação fotovoltaica em sistema isolado na região amazônica. Fonte: Programa Luz para Todos, Eletrobras.

A experiência fotovoltaica nacional no atendimento a comunidades isoladas e com os programas constantes do PRODEEM, entre os quais está a instalação de sistemas de acionamento de bombas d'água em sistemas de irrigação, foi fundamental para uma compreensão mais clara de questões importantes como as dificuldades de implantação dos sistemas, a logística, a licitação de sistemas, a formação de mão de obra qualificada e a manutenção dos sistemas fotovoltaicos.

A maioria dos sistemas instalados incluía dispositivos para armazenar a energia elétrica produzida durante o dia para consumo à noite, entre os quais se incluíam baterias e controladores de carga. Como a vida útil destes equipamentos é relativamente pequena, um grande desafio do programa era a manutenção adequada dos sistemas após alguns anos de uso, o que envolve troca de componentes que atingiram o fim da vida útil ou que tenham parado de funcionar.

Além disso, a experiência do PRODEEM mostrou, em sua fase inicial, que alguns inversores “sofriam” com a alta umidade local e precisavam ser trocados bem antes de atingir o final da vida útil. Em alguns casos, optou-se pelo uso de sistemas de produção diretamente em corrente contínua ou sistemas híbridos, como no projeto desenvolvido pela Eletroacre na reserva Chico Mendes (norte e leste de Xapuri, AC). No sistema híbrido os equipamentos de iluminação utilizados funcionavam com corrente contínua, enquanto as tomadas disponibilizadas podiam estar recebendo corrente contínua ou corrente alternada.

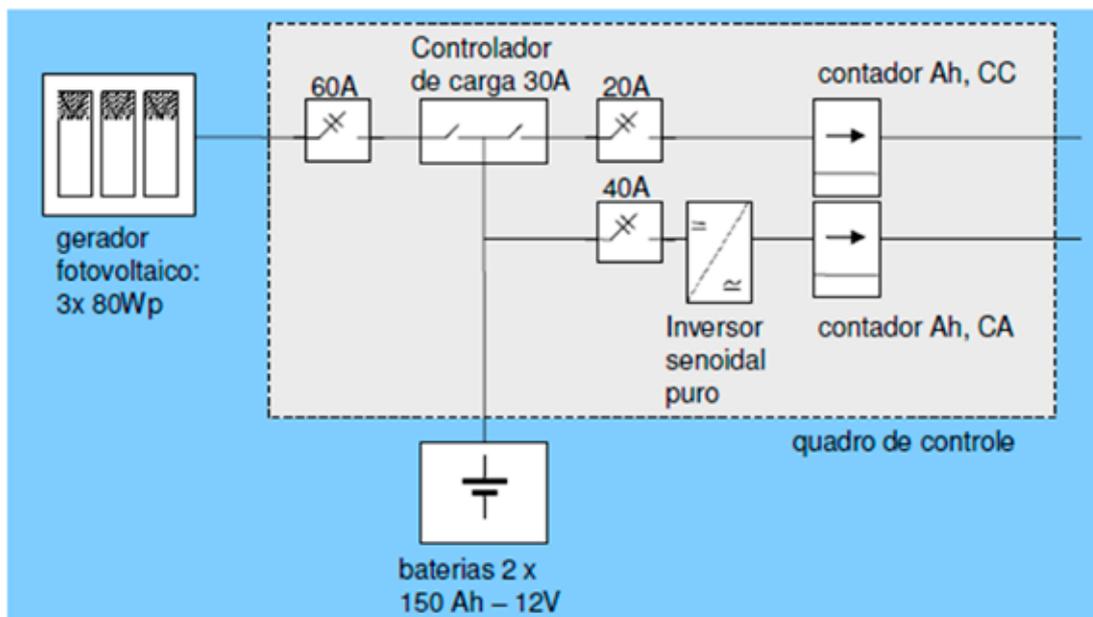


Fig. 1.2 – Sistema híbrido de 240 Wp. Fonte: Programa Luz para Todos, Eletrobras.

Algumas possíveis vantagens apontadas pela Eletroacre para sistemas híbridos incluem manutenção da iluminação mesmo com defeitos no inversor, aproveitamento de equipamentos e lâmpadas em corrente contínua para as famílias que já os possuem, diminuição de perdas do consumo do inversor quando a família só estiver utilizando a iluminação, o que aumenta assim a autonomia do sistema.

Entretanto, apesar do considerável número de instalações feitas, a experiência anterior é pouco significativa para os sistemas fotovoltaicos conectados em paralelo às redes das empresas de distribuição. As características são bem diferentes nos dois casos, uma vez que, no segundo, diversas questões precisam ser mais bem trabalhadas, envolvendo aspectos técnicos e, principalmente, regulatórios.

Apesar de a primeira instalação fotovoltaica ligada à rede ser de 1995 (Chesf), utilizando inversor nacional, o número de instalações de sistemas fotovoltaicos operando como unidades de geração distribuída em paralelo com a rede elétrica de baixa tensão é ainda muito pequeno² e pouco expressivo em termos de capacidade. A usina de Tauá, da MPX, com 1 MW, é a maior instalação no Brasil (atualmente sendo duplicada) e as demais instalações, acumulam cerca de 750 kW.

A recente queda de preços de sistemas fotovoltaicos, que caminha com rapidez para a viabilidade econômica, foi uma das principais motivações para a ANEEL assumir postura proativa na elaboração de regulamentação mais adequada e que ponha fim a

² De acordo com Roberto Zilles, professor do Instituto de Eletrotécnica e Energia da Universidade de São Paulo (IEE-USP), atualmente, existem 65 instalações operando como unidades de geração distribuída no país.

algumas barreiras existentes à implantação desses sistemas. Neste contexto, em agosto de 2011, a ANEEL fez uma chamada pública definindo a geração fotovoltaica como estratégica e elaborando o escopo para projetos de P&D, tema da próxima seção.

1.2.2 O P&D estratégico da ANEEL

Em agosto de 2011, a ANEEL tornou pública a chamada Nº. 013/2011 "Arranjos técnicos e comerciais para inserção da geração solar fotovoltaica na matriz energética brasileira". Trata-se de uma chamada para projetos de pesquisa e desenvolvimento, P&D, nessa área, que foi incluída pela agência na lista de temas estratégicos.

As empresas concessionárias de distribuição e geração de energia, que devem investir, de forma compulsória, uma fração de suas receitas operacionais líquidas em P&D, já submeteram projetos. No total, cerca de uma centena de empresas demonstraram interesse em submeter projetos de tema fotovoltaico. Na introdução da chamada pública a ANEEL elenca alguns dos objetivos gerais a serem buscados pelos projetos de P&D:

- Facilitar a inserção da geração solar fotovoltaica na matriz energética brasileira;
- Viabilizar economicamente a produção, instalação e monitoramento da geração solar fotovoltaica para injeção de energia elétrica nos sistemas de distribuição e/ou transmissão;
- Incentivar o desenvolvimento no país de toda a cadeia produtiva da indústria solar fotovoltaica com a nacionalização da tecnologia empregada;
- Fomentar o treinamento e a capacitação de técnicos especializados neste tema em universidades, escolas técnicas e empresas;
- Estimular a redução de custos da geração solar fotovoltaica com vistas a promover a sua competição com as demais fontes de energia; e
- Propor e justificar aperfeiçoamentos regulatórios e/ou desonerações tributárias que favoreçam a viabilidade econômica da geração solar fotovoltaica, assim como o aumento da segurança e da confiabilidade do suprimento de energia.

Da lista de interesses apontados pela ANEEL, o terceiro item, que se refere à nacionalização da tecnologia e desenvolvimento dos diversos elos da cadeia produtiva do setor no país, envolve o maior nível de complexidade. Aparentemente, a produção de células fotovoltaicas em pequena escala (dezenas de MW) pode não ser suficiente para criar uma indústria nacional, com foco no mercado doméstico, que seja competitiva com relação aos maiores fornecedores globais, com capacidade produtiva de centenas de MW/ano ou até superior a 1 GW/ano.

O escopo dos projetos de P&D é bastante abrangente, envolvendo, entre outros, a instalação de usinas solares fotovoltaicas, conectadas, direta ou indiretamente por meio de unidades consumidoras, à rede de distribuição e/ou transmissão de energia elétrica, com capacidade instalada entre **0,5 MWp e 3,0 MWp**³.

Alguns temas de interesse mencionados pela ANEEL incluem:

- Análise das tecnologias atuais de geração solar fotovoltaica, incluindo o estado da arte desse tipo de geração de energia elétrica;
- Análise dos impactos na rede elétrica decorrentes da interligação com geração solar fotovoltaica;
- Análise da legislação pertinente, incluindo geração, conexão e uso da rede e comercialização de energia gerada, bem como as possibilidades e implicações socioeconômicas e ambientais de mudança no marco regulatório;
- Análise das alternativas de receita, com venda ou comercialização de energia, ou de redução de despesas, com consumo ou intercâmbio de energia, para compensação dos gastos com o investimento em geração solar fotovoltaica de energia elétrica.

Como a paridade tarifária se dará para projetos fotovoltaicos que atendam a clientes conectados em baixa tensão, que pagam uma tarifa fixa (e mais elevada) pelo montante de energia consumido (kWh), seria positivo que fossem admitidos, no âmbito desta chamada, projetos de menor capacidade, que *em conjunto* pudessem atingir o limite mínimo de capacidade instalada de 500 kWp (a posição da ANEEL foi de limitar projetos que alcançassem 500 kWp por *ponto de conexão*). A participação de maior número de projetos de menor capacidade permitiria a maior diversidade de casos de integração de projetos fotovoltaicos às redes de distribuição.

Independente deste aspecto, os projetos de P&D de concessionárias de geração e distribuição resultantes da Chamada 013/2011 da ANEEL certamente contribuirão bastante ao entendimento dos desafios que estão pela frente para um desenvolvimento pleno de um mercado fotovoltaico no Brasil.

³ Cabe aqui assinalar a importância deste P&D: se uma fração das mais de cem empresas que enviaram e-mail demonstrando interesse para a ANEEL desenvolver projetos, o montante a ser acrescido em termos de capacidade instalada em projetos fotovoltaicos será superior a toda a capacidade fotovoltaica atualmente instalada no Brasil, estimada em pouco mais de 30 MW (2011).

1.2.3 A cadeia produtiva no Brasil

Como salientado na seção anterior, o desenvolvimento da cadeia produtiva do setor fotovoltaico no país encerra um grande número de desafios e se coloca como um dos mais complexos objetivos da chamada pública 013/2011 da ANEEL. No Anexo B é apresentada a estrutura geral da cadeia fotovoltaica e como ela está formatada em âmbito global.

Como também já se observou, a produção de sistemas fotovoltaicos é uma indústria global e as múltiplas empresas e segmentos que atuam nos diversos elos da cadeia são atores globais, o que significa que conseguem otimizar seu nível e custos de produção e comercialização para se manterem competitivas no mercado mundial.

De forma geral, há grandes expectativas sobre o potencial de demanda por energia solar existente no Brasil. Nesse espírito, diversas empresas têm se manifestado no sentido de buscar um espaço para atuação em âmbito doméstico. Muitas dessas empresas já contam com representantes comerciais ou mesmo unidades físicas de comercialização em pleno funcionamento no Brasil. Ainda assim, existem poucas empresas do setor com plantas produtivas no país, empregando mão de obra e outros insumos locais.

Mais à frente neste capítulo serão discutidos os fatores que funcionaram, e ainda funcionam, como barreiras para o desenvolvimento de uma indústria fotovoltaica nacional que consiga atingir um nível de competitividade global. Nesta seção serão examinados os elos da cadeia produtiva e suas particularidades no país.

1.2.3.1 O módulo fotovoltaico

O Brasil figura como um dos líderes mundiais na produção de silício de grau metalúrgico, ficando atrás apenas da China, quando considerados os países individualmente. A empresa brasileira RIMA Industrial aparece como a sexta maior produtora mundial.

A RIMA desenvolveu o chamado Processo Verde de Produção de Silício, através da utilização de insumos energéticos totalmente renováveis, o que garante um balanço favorável de carbono, com captura e armazenamento de CO₂ em todas as etapas. O carvão e os cavacos utilizados no processo são provenientes de florestas de eucalipto com desenvolvimento genético contínuo, garantindo aumento de produtividade e regularidade florestal.

Embora envolva um processo com elevado nível tecnológico, o silício de grau metalúrgico possui baixo valor agregado relativamente ao silício de grau solar. A agregação

de valor na etapa é da ordem de 100 vezes: enquanto o quartzo metalúrgico é comercializado a 0,03 US\$/kg, o silício de grau metalúrgico é cotado a 3 US\$/kg. Por sua vez, o silício de grau solar é vendido mundialmente pela média de 30 US\$/kg, uma agregação de valor da ordem de 1.000 vezes em relação ao quartzo e 10 vezes em relação ao silício de grau metalúrgico.

Atualmente não existe a purificação de silício até o grau solar no Brasil em nível comercial. Algumas empresas e grupos acadêmicos vêm desenvolvendo, em nível laboratorial, o processo de purificação através da rota térmica, ou metalúrgica, que envolve menor consumo de insumos energéticos, com resultados positivos sobre o custo final. Contudo, o trabalho ainda se encontra no nível laboratorial, sem ter passado pela experiência de produção em escala comercial, e encara alguns desafios técnicos, como o controle de impurezas.

Além de ainda não ter sido testado em escala comercial, outra desvantagem do processo, em relação à utilização da rota química tradicional, é que este processo não permite a obtenção do silício de grau eletrônico. A rota química, embora requeira investimentos elevados e exija uma significativa escala produtiva, pode abrir uma perspectiva de mercado mais ampla, pois o silício de grau eletrônico é utilizado como componente (semicondutor) na indústria microeletrônica, aumentando significativamente a demanda potencial pelo produto final da indústria de purificação de silício.

A produção de módulos fotovoltaicos é bastante verticalizada, uma vez que existem importantes ganhos de escopo. Assim, também não existem produtores domésticos de células de silício cristalino.

De forma análoga, não existem empresas fabricantes de células baseadas na tecnologia de filme fino. Embora estas células ainda não atinjam os mesmos níveis de eficiência das células baseadas em silício cristalino, há atualmente um grande volume de capital investido em pesquisa e desenvolvimento de células de filme fino que poderão vir a obter níveis de eficiência próximos ou superiores às obtidas com células de silício cristalino.

Como sugerem as curvas de aprendizagem do setor, apresentadas detalhadamente mais a frente no segundo capítulo e nos anexos, a velocidade de ampliação dos níveis de eficiência e a redução dos custos de produção tornam a relação custo-eficiência o par fundamental na definição da tecnologia predominante nos próximos anos. Assim, as trajetórias tecnológicas no mercado global ajustadas pelas adaptações necessárias às características do mercado brasileiro (em especial, as altas temperaturas na maior parte das áreas de elevada irradiação solar) deverão definir por qual das rotas tecnológicas o país poderá avançar na ampliação e verticalização desta cadeia, de forma a complementar a oferta local com ganhos de escopo e escala produtiva.

Seja qual for a tecnologia, as decisões de produção doméstica neste segmento têm esbarrado em custos baixos de produção na Ásia. A instalação de uma planta local de módulos (Tecnometal, com capacidade de 25 MW anuais), apesar de não integrada e com escala incomparavelmente menor do que suas congêneres asiáticas, representa, sem dúvida, um passo importante em direção à internalização e ao adensamento da cadeia produtiva no Brasil: além de uma ótima sinalização do potencial do mercado brasileiro, sua implantação dá início a um processo de incentivo à produção local ao ocupar o espaço do *similar nacional* nesta cadeia, o que eleva a alíquota do imposto de importação a 12% sobre módulos importados. Acrescente-se a isso as iniciativas da ANEEL (P&D, audiência pública para implantação de medidores bidirecionais) e da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), que recentemente manifestou interesse em realizar leilão para energia solar fotovoltaica, bem como uma série de iniciativas de empresas e instituições privadas ligadas ao setor, pode-se dizer que estamos vivendo no Brasil um período de florescimento de uma nova indústria, ainda que de forma tímida e concentrada na oferta de serviços para um pequeno nicho de mercado.

Em linhas gerais, os participantes deste mercado são otimistas quanto ao desenvolvimento nacional de células (silício cristalino e/ou filmes finos) com tecnologias que permitam atingir um nível de competitividade global, seja via desenvolvimento local ou via atração de algum produtor global detentor de tecnologia.

Marco importante neste movimento, a Tecnometal iniciou a produção nacional de módulos fotovoltaicos em 2010. A empresa importa as células e faz a montagem do módulo em sua planta local. Enquanto o elo anterior da cadeia, a produção local de células, não ganha escala comercial de forma competitiva, a visão geral é de que este é o caminho natural para se iniciar uma experiência doméstica – alguns analistas apontam a montagem de módulos internamente a partir de células importadas como o primeiro passo para o desenvolvimento da cadeia no plano nacional.

Novamente, porém, a produção de módulo nacional não consegue atingir os níveis de preço praticados pelos fabricantes asiáticos, que detêm, além de grandes ganhos de escala, ganhos de escopo derivados da verticalização. Como mostra o esquema da figura abaixo, o Brasil possui empresas envolvidas apenas nas extremidades da cadeia produtiva, ou seja, a produção de silício metalúrgico e a montagem do módulo, além das indústrias de suporte.

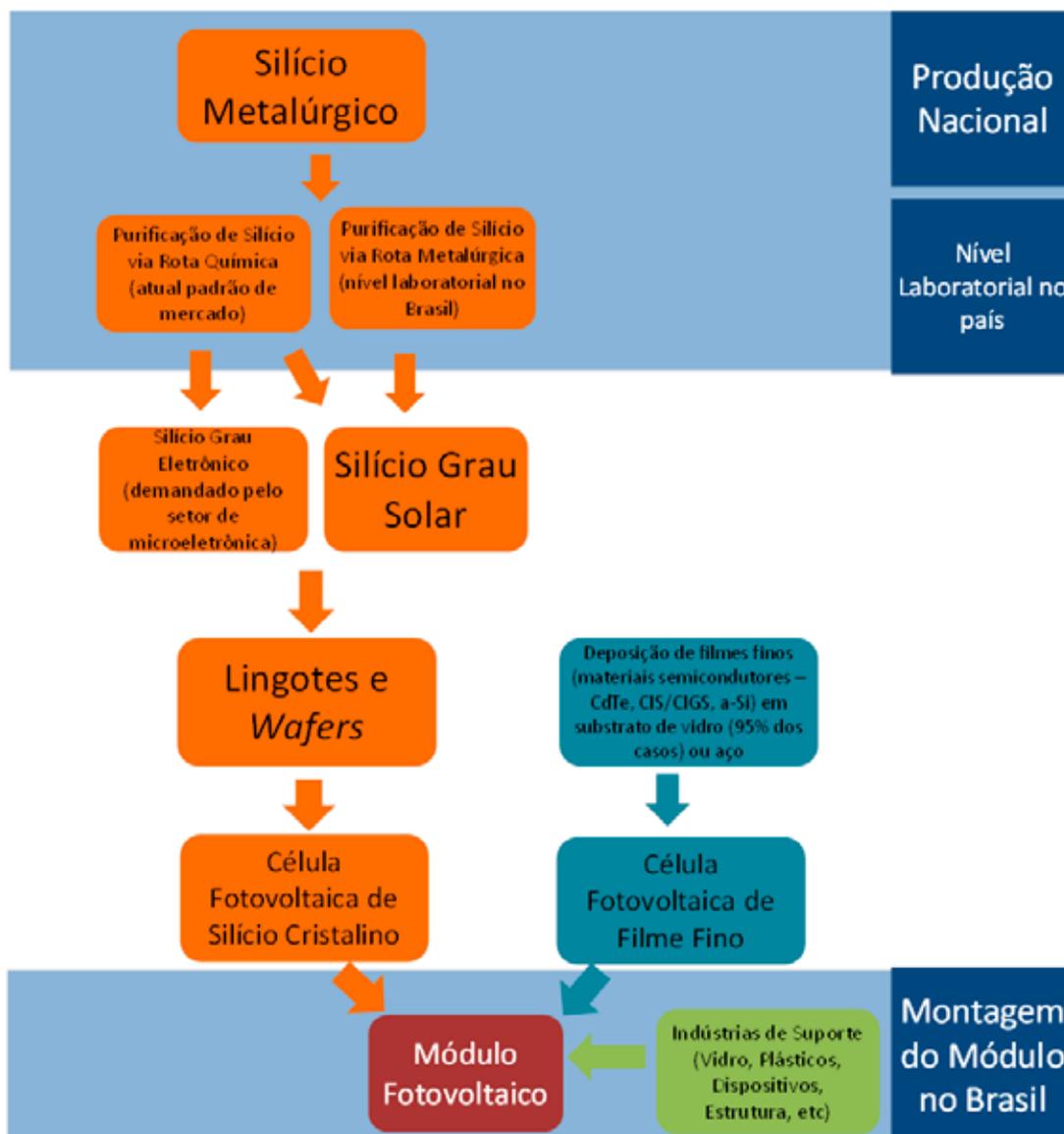


Fig. 1.3 – Cadeia de produção do módulo fotovoltaico.

Atingir uma estrutura produtiva local que torne este segmento da cadeia competitivo no âmbito global exige, portanto, um aumento da demanda doméstica e um pacote de incentivos que permita reduzir parte importante do custo de produção em todos os elementos da cadeia (purificação de silício, produção de wafers, produção de células de silício cristalino e/ou produção de células de filme fino e montagem do módulo). Estes incentivos deverão ser construídos de forma a permitir o desenvolvimento de um setor bastante estratégico para a economia nacional, uma vez que estes segmentos estão na mira de grandes investidores internacionais e têm sido alvo de políticas públicas em diversos países do mundo. Por sua vez, objetiva-se que estes incentivos não produzam externalidades negativas e distorções exageradas no mercado. Os próximos capítulos abordarão estas questões.

Em paralelo ao desenvolvimento da produção doméstica de células para atendimento da produção de módulos, é importante considerar a necessidade de se estabelecer produtores competitivos dos demais elementos que compõem os módulos e células, incluindo vidros, plásticos e circuitos. De forma geral, a indústria nacional já possui condições técnicas para fornecer estes produtos. Atualmente, as exceções se referem a aplicações muito específicas que não têm espaço na produção local por falta de demanda que o justifique.

1.2.3.2 Inversores

O processo produtivo de inversores para aplicações fotovoltaicas tem grande sinergia com a produção de equipamentos eletroeletrônicos para aplicações na área de informática, telecomunicações e geração de energia. Por essa razão diversas empresas que despontam como importantes *players* deste elo da cadeia são reconhecidos como líderes em outros ramos.

De forma bastante semelhante ao que ocorre com a fabricação de módulos, os empresários nacionais deste segmento encaram grandes desafios quando necessitam produzir equipamentos que sejam competitivos comparativamente – e principalmente – aos produtos asiáticos.

O que se tornou usual neste segmento é o desenvolvimento de projetos localmente, uma vez que a indústria possui o *know-how* e mão de obra qualificada para isso. Na sequência, esses projetos são enviados para a manufatura em plantas localizadas em regiões onde é possível otimizar a estrutura de custo, atingindo preços globalmente competitivos. Como já bastante salientado, essas plantas estão localizadas predominantemente em países asiáticos, particularmente na China. O produto final é, então, importado.

Mesmo sob essas condições, existem fabricantes nacionais que produzem um número significativo de equipamentos, com capacidade para atuação no mercado global. Estes fabricantes, em geral, possuem escala de produção global e linhas de produção para atendimento de outros setores, tais como telecomunicações, informática e transporte. Assim, se reforça o fato de que este é um segmento onde existe elevada potencialidade para o desenvolvimento da produção doméstica. Ao contrário da produção de células, onde as questões tecnológicas ainda estão em aberto, embora em acelerado desenvolvimento, a produção de inversores depende quase que exclusivamente de um ambiente de custos favorável que permita aos empresários locais atingirem preços competitivos. Um passo já dado neste segmento é a redução de IPI para o setor, através da Lei da Informática, de 95% para as regiões Centro Oeste, ADA (Superintendência de Desenvolvimento da Amazônia) e ADENE (Superintendência de Desenvolvimento

do Nordeste), e 80% para as demais regiões. Estes percentuais serão reduzidos ao longo do tempo, a partir de 2015, de forma que o incentivo deverá ser extinto em 2019 (Lei 11.077/04).

1.2.3.3 Baterias e BoS

A produção nacional de baterias, que não é voltada exclusivamente para o setor fotovoltaico, é capaz de atender às demandas do setor. Particularmente, este é um segmento onde a importação esbarra em questões logísticas importantes, uma vez que o produto final, devido a suas dimensões, tem elevado custo de transporte.

A grande questão em aberto para este segmento, atualmente, é a utilização de produtos que não atendem satisfatoriamente às especificidades da indústria fotovoltaica. Particularmente, as baterias atualmente utilizadas apresentam reduzido tempo de vida útil, reduzido ainda mais diante da exposição do equipamento a temperaturas elevadas (de forma geral, as baterias são construídas para utilização em ambientes abrigados, com temperatura controlada). Adicionalmente, as baterias em utilização enfrentam questionamentos sobre seu impacto ambiental, devido à utilização de chumbo.

Dado o potencial de utilização das baterias, algumas empresas estão focadas no desenvolvimento de produtos que solucionem as dificuldades apresentadas. Novas tecnologias estão sendo pesquisadas com o intuito de aumentar a vida útil do banco de baterias, garantindo uma manutenção das condições de operação do equipamento mesmo sob temperaturas elevadas, além da busca de insumos menos agressivos ao meio ambiente.

Por fim, a produção dos demais componentes do sistema fotovoltaico, o *balance of system*, BoS, é quase totalmente feita no Brasil, uma vez que seus produtos não são manufaturados exclusivamente para a indústria fotovoltaica. Existem diversos produtores nacionais de cabos, fios, proteções, antenas, chicotes elétricos e estruturas.

Contudo, é importante salientar que alguns destes produtos precisam de adaptações para que possam ser utilizados em sistemas fotovoltaicos, dadas as características muito específicas das aplicações neste setor. Diante de uma demanda reduzida, a manufatura destes produtos acaba sendo feita fora do país, em locais onde se concentra a demanda por estas aplicações. Dessa maneira, mesmo neste segmento, há espaço para desenvolvimento doméstico a depender de uma demanda mais robusta.

1.2.3.4 Integração e serviços

Hoje no país a maior parte das empresas que atuam no segmento fotovoltaico trabalha com a integração de sistemas. De forma geral, essas empresas importam módulos e inversores e adquirem os demais componentes no mercado nacional, sempre que possível.

Como já abordado, o foco do mercado nacional tem sido o atendimento de cargas isoladas. Mais recentemente, segundo indicação de diversos participantes deste mercado, têm surgido demandas importantes para aplicações em telhados, uma vez que os preços têm ficado cada vez mais atrativos.

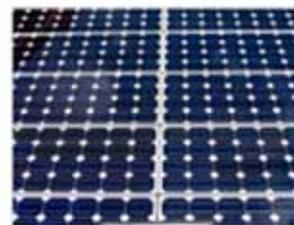
O desenvolvimento destes mercados exige a formação de mão de obra qualificada para a adequada projeção, instalação, manutenção dos sistemas e tratamento dos resíduos. Por essa razão, destaca-se, particularmente no curto prazo, o segmento de serviços, onde parece se concentrar grande parte das oportunidades de desenvolvimento no mercado doméstico. Adicionalmente, este é o segmento que mais deverá contribuir com a contratação de mão de obra, garantindo efeitos benéficos sobre a economia local, como se verá mais adiante.

1.3 BENEFÍCIOS DA ENERGIA FOTOVOLTAICA

1.3.1 Sinergia com a carga

Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede em edificações podem atuar em sinergia com o sistema de distribuição, minimizando a carga, como aquela gerada por equipamentos de ar condicionado em centros comerciais. 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.

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.



No Rio de Janeiro, por exemplo, a carga máxima da Light ocorre por volta das 14h nos meses de verão, pelo maior uso de ar condicionado. Como esses dias geralmente são ensolarados, a geração tende a existir nos momentos de carga máxima, agregando capacidade de geração efetiva apesar de sua intermitência. É certo que há um efeito do aumento de temperatura degradar a eficiência dos módulos fotovoltaicos, sobretudo os de silício. Por exemplo, a cada grau acima de 25°C a perda de eficiência em relação à mencionada pelo fabricante nas condições STC chega a 0,45%. No alto verão, a temperatura dos módulos cristalinos pode alcançar os 85°C, o que implica perda de até 27% em suas capacidades (metade disso, algo como 15%, no caso dos filmes finos, menos sensíveis à temperatura).

1.3.2 Baixos impactos ambientais

Os impactos ambientais para a energia gerada por módulos fotovoltaicos são mínimos. Não há qualquer emissão na produção de energia com estes sistemas (100% livre de emissões). Tecnologias de reciclagem para reuso das células de silício (perdas no processo produtivo das células ou emprego após fim da vida útil dos módulos) ainda não estão disponíveis em larga escala. Estratégias de reuso de materiais dos módulos têm sido perseguidas em alguns países, entre as quais o aproveitamento do silício, vidro, película de EVA e alumínio dos módulos. Os impactos visuais negativos vêm sendo contornados e em alguns casos transformados em aspectos positivos através da integração das instalações com as edificações (*Building Integrated Photovoltaics - BIPV*).

A emissão de poluentes no processo de fabricação de células fotovoltaicas também é reduzida e bastante controlada. Isso ocorre porque a indústria tem interesse em preservar sua imagem de limpa e amigável ao meio ambiente, sendo bastante rigorosa no controle das emissões. Adicionalmente, o próprio processo de fabricação das células e montagem dos módulos exige o uso de ambientes controlados e limpos, o que obriga a indústria a utilizar processos de controle de emissão bem mais restritivos que os requeridos para a manutenção da saúde humana.

A energia produzida por uma módulo de silício ao longo de sua vida útil (trinta anos) é 9 a 17 vezes maior que a energia consumida em sua produção, principalmente no processo químico de purificação do silício (do mineral até as células). Para filmes finos esta relação é aproximadamente duas vezes maior.

1.3.3 Confiabilidade

A tecnologia de células solares é bastante madura, com cerca de 50 anos de desenvolvimentos contínuos. Atualmente, os fornecedores oferecem garantia sobre a capacidade

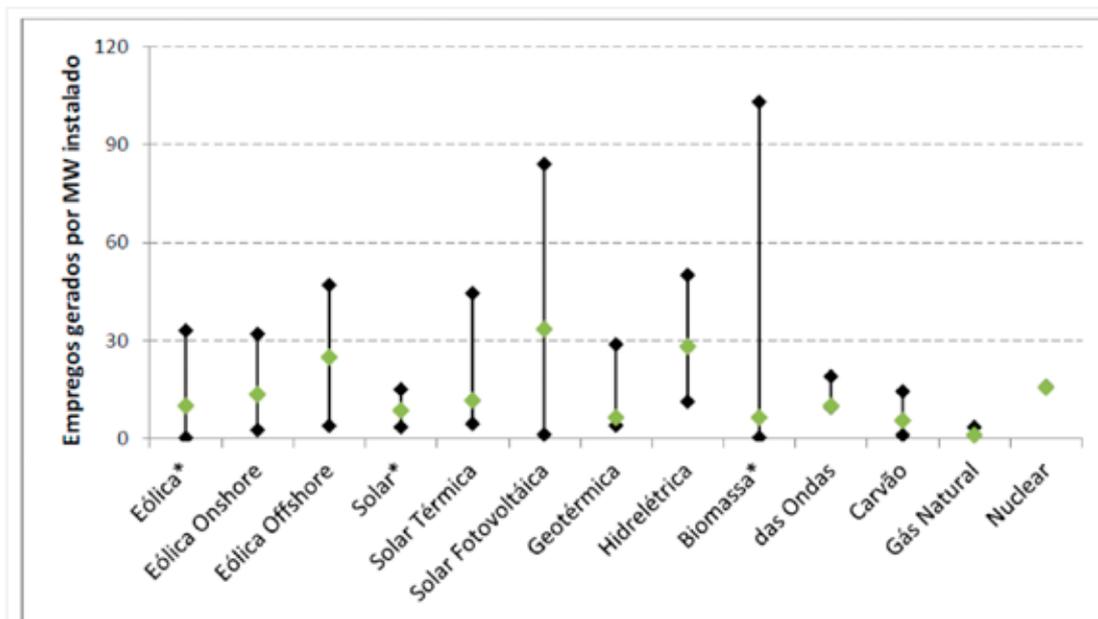
de produção mínima dos módulos, em geral superior a 90% da potencia inicial após 10 ou 12 anos e de 80% da potencia inicial após 20 anos. Poucos produtos são tão confiáveis.

A confiabilidade intrínseca aos módulos obviamente não se traduz em confiabilidade absoluta na produção de energia devido à natureza intermitente desta fonte de geração (nem todos os dias são ensolarados e livres de nuvens). Por isso, ainda que a instalação fotovoltaica do usuário tivesse capacidade equivalente ao seu consumo, ele ainda dependeria da rede de distribuição da concessionária para o atendimento contínuo de sua carga. Entretanto é fácil perceber que sob seu ponto de vista, ao ser uma alternativa *adicional* à opção de suprimento pela rede, a geração fotovoltaica de fato aumenta a confiabilidade de suprimento. Quando houver interrupção de energia, seja por um problema na rede da concessionária ou mais abrangente (queda de linha de transmissão de alta tensão, saída de Itaipu etc.), o sistema fotovoltaico poderá ajudar no atendimento parcial ou total da carga, desde que conte com banco de baterias e controladores de carga que permitam ao sistema funcionar mesmo com a queda na rede.

1.3.4 Geração de empregos

De acordo à publicação *National Solar Jobs Census 2011*, a quantidade de empregos gerados pela indústria solar fotovoltaica é bastante significativa nos EUA. Em 2011, a indústria gerou cerca de 100 mil empregos diretos, a maior parte concentrada em empresas de instalação dos sistemas fotovoltaicos. O total instalado nos EUA em 2011, de acordo ao *U.S. Solar Market Insight*, foi da ordem de 1.855 MW, o que significa uma oferta de 54 empregos por MW instalado.

Contudo, deve-se levar em consideração que estimativas de empregos gerados por MW instalado variam significativamente entre estudos. A figura seguinte resume a grande variação entre os valores encontrados na literatura. Ainda assim, cabe verificar que a mediana dos estudos aponta para a geração de mais de 30 empregos/MW instalado para a fonte solar fotovoltaica, o que é superior às demais fontes e tecnologias listadas.



* Não especifica a tecnologia

Fig. 1.4 – Índice de geração de emprego por MW instalado para diversas fontes e tecnologias, conforme encontrados na literatura (SIMAS, M. S. “Energia Eólica e Desenvolvimento Sustentável no Brasil: Estimativa da Geração de Empregos por Meio de uma Matriz Insumo-Produto Ampliada”. Dissertação de Mestrado, IEE-USP, 2012).

Outra observação que deve ser feita trata-se de que a fabricação dos módulos responde por 25% dos empregos gerados, devido ao elevado grau de automação. A maior parte dos empregos concentra-se em serviços, como indicado no próximo gráfico.

O relatório traz algumas informações interessantes sobre a estrutura da cadeia e onde os empregos são gerados, que podem novamente ser úteis para sinalizar o que pode ser esperado em termos de geração de empregos no Brasil.

Instalação
 Fabricação
 Vendas e distribuição
 Outros

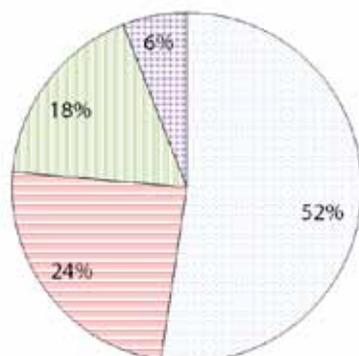


Fig. 1.5 – Distribuição de empregos gerados pela indústria fotovoltaica nos EUA em 2011. (Fonte: National Solar Jobs Census).

Outro ponto de destaque em relação à geração de empregos é o fato de que algumas das regiões brasileiras com maior potencial de geração solar, portanto os candidatos a um maior volume de instalações, serem regiões com baixo nível de desenvolvimento e elevada carência de empregos. Com capacitação adequada, as instalações fotovoltaicas podem empregar e qualificar a mão de obra destas regiões. Além dos empregos diretos gerados nas instalações fotovoltaicas, o setor tem potencial para geração de empregos indiretos e resultantes da aceleração da renda nas regiões por conta dos salários pagos (chamados de empregos via efeito renda).

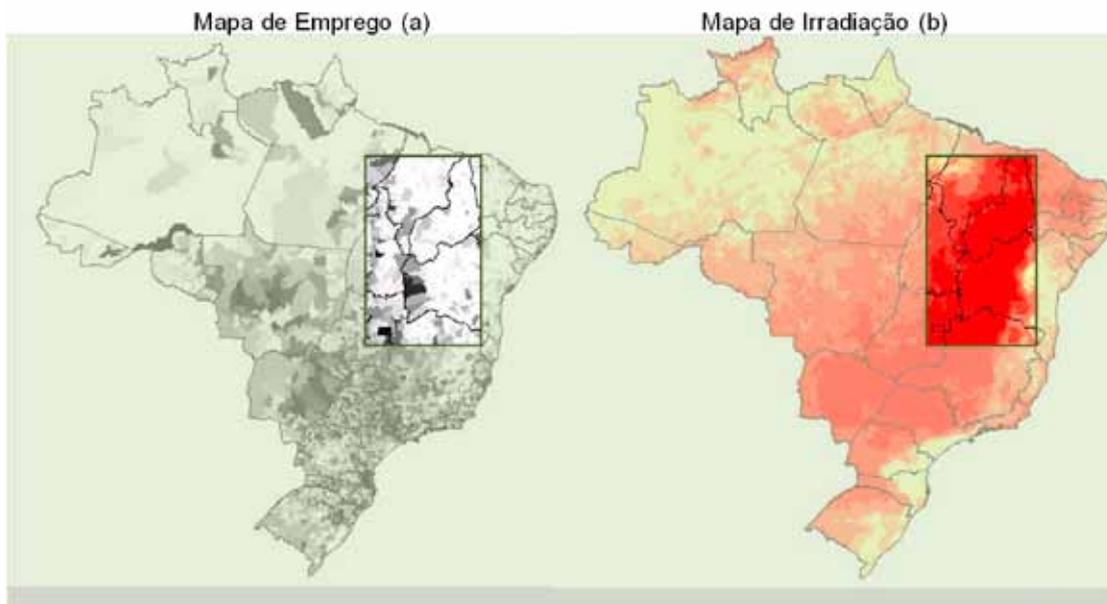


Fig. 1.6 – Mapa (a) apresenta a relação entre população empregada e população total: as regiões com cores mais fortes apresentam menores taxas de desemprego. Mapa (b) apresenta a irradiação total em plano cuja inclinação é igual à latitude do local. A seleção mostra locais de maior coincidência entre baixo nível de desenvolvimento e potencial de geração, com destaque para leste do Tocantins, norte de Goiás, norte de Minas Gerais, leste da Bahia e Piauí. (Fonte: Ministério do Trabalho e Emprego, IBGE, SWERA.)

1.3.5 Suporte à operação da rede

De acordo com Klaus Preiser (BADENOVA - Freiburg, Alemanha), por muito tempo as instalações fotovoltaicas eram consideradas como meros “consumidores negativos”. Atualmente, após a experiência alemã de mais de 25 GW instalados, esta visão inicial modificou-se bastante e percebe-se que os receios naturais das empresas de distribuição no Brasil vêm se alterando para uma percepção de que, de fato, estes sistemas podem contribuir para a operação das redes. As instalações atuais provêm serviços e facilidades, tais como:

- Controle da produção pelo operador da rede, quando necessário, por telecomando.

- Controle da potência ativa no caso de elevação da frequência
- Opção de provisão de potencia reativa para controle de tensão da rede
- Opção de seguimento na operação do sistema FV mesmo com queda súbita na tensão na rede. No passado, a geração distribuída era desconectada da rede imediatamente no caso de rápida queda de tensão na rede. Isto se tornou problemático na medida em que a geração distribuída se tornou mais significativa, pelo desbalanceamento energético provocado na rede. A partir desta experiência, normas foram estabelecidas de forma que os inversores passaram a oferecer suporte às redes em casos de queda de tensão de até 1,5 segundo.

1.4 BARRERAS À EXPANSÃO FOTOVOLTAICA NO BRASIL

1.4.1 Aspectos técnicos

Em alguns países nos quais a microgeração distribuída à base solar fotovoltaica passou a ser fonte relevante de injeção de energia de volta à rede, as distribuidoras de energia elétrica foram um tanto refratárias. As principais razões eram:

- A intermitência da geração solar fotovoltaica, com grandes variações de potência ocorrendo em curto espaço, por exemplo, na passagem de nuvens, é outro aspecto de preocupação porque levam a um uso mais intensivo de componentes, tais como transformadores, reduzindo a vida útil;
- Preocupação sobre eventual redução do controle operativo sobre sua rede através da injeção “não firme” (i.e. intermitente) de energia. Em escala nacional, o mesmo tipo de preocupação é verificado pelos operadores de sistemas elétricos com respeito a fontes intermitentes de produção de energia, principalmente aquelas sujeitas a variações bruscas no curto prazo, e que por esta razão demandam maiores reservas girantes ao sistema;
- Exigência de celebração de contrato de acordo operativo para se resguardar de responsabilidade para qualquer incidente (ex: choque elétrico) ocorrido na instalação de gerador distribuída, fora, portanto, de seu controle. Para celebrar este acordo a concessionária exige demonstração através de despacho da ANEEL do registro de autoprodutor do acessante.

No entanto, em quase todos os mercados mais maduros a maioria destas questões já foi tratada e resolvida, havendo hoje percepção favorável às instalações fotovoltaicas pelos serviços prestados à rede. Mesmo comercialmente, a percepção, pelas distribui-

doras, de que a geração distribuída leva à perda de receitas deu lugar a novos serviços de instalação e manutenção por parte das concessionárias, já presentes em todos os mercados e capazes de prestar bons serviços e estender sua credibilidade ao segmento fotovoltaico.

O impacto da geração distribuída – vale notar, de qualquer fonte, e não apenas de fotovoltaico – está diretamente relacionado ao ponto de conexão do sistema: se antes ou depois do medidor de energia da unidade consumidora. Se a energia gerada pelos sistemas fotovoltaicos estiver à montante do medidor, a princípio, não implicaria perda de receita para a distribuidora, pois o consumidor continuaria pagando pela totalidade da energia que recebe da rede. Esta configuração só é viável, do ponto de vista do empreendedor, se houvesse outro medidor para o sistema fotovoltaico que contabilizaria exclusivamente a energia gerada, remunerada por uma tarifa prêmio.

Na hipótese da conexão à jusante do medidor, o consumidor somente demandaria à rede uma eventual carga que porventura não fosse atendida. Isso significaria uma redução da demanda daquela unidade, e, portanto, uma redução de receita da distribuidora. Deste modo, a ANEEL e as empresas devem investigar os possíveis impactos no equilíbrio econômico financeiro das distribuidoras, um tema relevante para o projeto de P&D da Chamada 013/2011 da ANEEL. Ainda assim, cabe destacar que se de um lado a inserção da geração distribuída representa uma ameaça, por outro pode ser visto como um novo negócio a ser explorado pelas empresas de distribuição, não de forma direta (estas são impedidas por Lei de investirem em geração de qualquer porte), mas indireta, via outras empresas controladas pelo mesmo grupo econômico, que poderiam oferecer serviços na área solar, como os mencionados na seção 4.2.5.

Os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) precisam ser revisitados de forma a simplificar e, sempre que possível, padronizar o procedimento de conexão dos sistemas fotovoltaicos às redes das concessionárias de distribuição. O PRODIST deve conter instruções para padronizar a conexão e acesso de pequenos geradores, servindo de referência para as distribuidoras elaborarem suas normas técnicas. No entanto, a ANEEL deveria deixar espaço para as empresas detalharem seus procedimentos de forma a contemplar as características de cada concessão.

O Módulo 03 – Acesso aos Sistemas de Distribuição estabelece a rotina junto à concessionária de distribuição para a consulta de acesso e os critérios exigidos. No modelo atual, o prazo médio entre o pedido de informação de acesso e o efetivo acesso e indicação do ponto de conexão pode superar um ano. Obviamente, tal prazo é uma barreira à promoção desse tipo de geração.

1.4.2 Aspectos econômicos

Em diversos países há incentivos para a geração renovável em geral. Historicamente, o mais comum era o mecanismo de tarifa prêmio para a compra, em geral compulsória, da energia produzida por fontes renováveis, entre elas a solar, através de contratos de longo prazo (por exemplo, de 20 anos)⁴. Por volta de 50 países ainda adotam o sistema de preços para tarifas prêmio, embora vários já estejam abandonando ou em vias de abandonar o sistema, ou porque as tarifas já estão próximas de convergir para preços competitivos ou por questões de redução de gastos dos governos. O sistema de tarifas prêmio será discutido com mais detalhes no Capítulo 3.

O Brasil teve seu programa de incentivo através do PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica, de 2004. O objetivo do PROINFA era aumentar a participação da energia eólica, a biomassa e a energia gerada em pequenas centrais hidrelétricas (PCH) através de projetos conectados ao Sistema Elétrico Interligado Nacional (SIN). A energia solar não foi incluída no programa por, naquele momento, não se tratar de uma fonte considerada viável e estratégica, principalmente por seu custo de produção ser consideravelmente superior às demais fontes.

O PROINFA concentrou os incentivos nestas fontes e para projetos de geração de energia de maior porte, e não na geração distribuída, como o caso de diversos programas de incentivos europeus. Nestes, a tarifa prêmio era inicialmente maior, de forma a incentivar a implantação dos primeiros sistemas, sendo decrescente com o tempo, calibrada para que a taxa interna de retorno (TIR) do sistema incentivado seja minimamente atraente ao investidor em cada momento.

No plano internacional, os programas de incentivo à energia fotovoltaica demandaram a instalação de sistemas integrados e propiciaram o surgimento de empresas com linhas de produção completas e verticalizadas, com maiores economias de escala e escopo e maior concorrência. Como consequência, o custo dos sistemas fotovoltaicos baixou a uma taxa média anual de 8% ao ano nos últimos 30 anos, sendo acompanhado pela queda nas tarifas prêmio. No programa alemão, por exemplo, a regra de decremento de preços é estabelecida *a priori*, com o valor da tarifa a ser paga pela energia solar para instalações menores de 100 kWp também decrescendo à taxa de 8% ao ano.

A medição (e correspondente faturamento) da energia fotovoltaica pode ser feita sobre o excedente de energia gerada com relação à demanda interna do consumidor injetado na rede ou sobre o total produzido, como no programa de incentivo alemão.

4 Estas tarifas prêmio são conhecidas internacionalmente por *feed-in tariff*.

Neste, toda a energia fotovoltaica (e não somente o excesso com relação ao consumo) é vendida para a concessionária a uma tarifa superior à cobrada por esta. Este tipo de programa está atualmente (2012) passando por uma revisão. Diversos países, sobretudo europeus, estão buscando reduzir custos na busca de maior controle fiscal, o que tem impactado (reduzido) os incentivos à energia solar.

No Brasil, recentemente foi apresentada pela ANEEL uma resolução estabelecendo um sistema de compensação de energia segundo o qual eventuais excessos da produção com relação ao consumo se transformam em créditos (kWh) que poderão ser aproveitado pelo consumidor nas próximas faturas da concessionária. Os créditos não podem ser acumulados indefinidamente, o que significa que no limite a produção se iguala ao consumo. Este mecanismo, juntamente com a simplificação do processo de conexão da instalação fotovoltaica com a rede, contribuirá para impulsionar o setor fotovoltaico.

Em paralelo, alguns sistemas conectados à rede vêm sendo instalados em universidades, centros de pesquisas e outros locais. Nesses casos, a motivação não é econômica, uma vez que os investimentos no sistema fotovoltaico, na falta de incentivos adicionais, não compensam os benefícios esperados em termos de economia de energia.

A figura a seguir mostra algumas curvas relativas ao benefício econômico percebido pela energia fotovoltaica, ou seja, a tarifa da concessionária (com todos os impostos) que é evitada pelo usuário, parametrizada entre 0,25 R\$/kWh e 0,65 R\$/kWh e exibida na parte superior do gráfico. Na baixa tensão, as concessionárias com tarifa final mais elevada situam-se próximas ao limite superior deste intervalo (R\$ 0,65 por kWh, como no caso da CEMAR), em valores intermediários (R\$ 0,50 por kWh, como no caso da Light) e mais baixos (R\$ 0,40 por kWh, como no caso da CEA).

A análise foi feita considerando a localidade com fator de capacidade de produção de 15% (geração média dividida por capacidade instalada), supondo perda de eficiência ao longo da vida útil (30 anos), e custo de O&M fixo anual igual a 1% do investimento inicial (valor típico).

A parte mais à direita do gráfico evidencia a barreira econômica: observa-se que para custos de instalação de 12.000 R\$/kWp (referência atual do mercado nacional praticada por empresas integradoras que oferecem solução *turn key*) a TIR é inferior a 5%, mesmo para instalações de baixa tensão em áreas de concessão com as tarifas mais elevadas, que atingem, por exemplo, R\$ 0,65 por kWh. No caso de investimentos diretos com compra de equipamentos no mercado internacional, o custo de investimento total pode cair à metade deste valor (aos preços de outubro de 2011).

Certamente esta barreira econômica será eliminada no curto prazo. A tendência de queda no custo dessas instalações pela forte redução dos preços dos módulos no mercado internacional e maior concorrência entre empresas integradoras no Brasil.

Observa-se que uma queda à metade do preço de compra de sistemas (i.e. R\$ 6.000 por kWp) ou menos – no caso de compra direta de equipamentos – “abre” um mercado para a energia fotovoltaica correspondente ao universo de consumidores que pagam acima de R\$ 0,45 por kWh (impostos incluídos), se consideramos a taxa de retorno real de 7,5%, valor superior ao das aplicações financeiras baseadas na SELIC. Ou seja, praticamente todo o mercado consumidor conectado na baixa tensão. Cabe observar que este limite deverá ser atingido rapidamente porque há relatos de sistemas na Europa sendo instalados a menos de 2.500 euros/Wp (out/2011).

Uma discussão mais aprofundada sobre aspectos econômicos e mercadológicos será tratada no Capítulo 2.

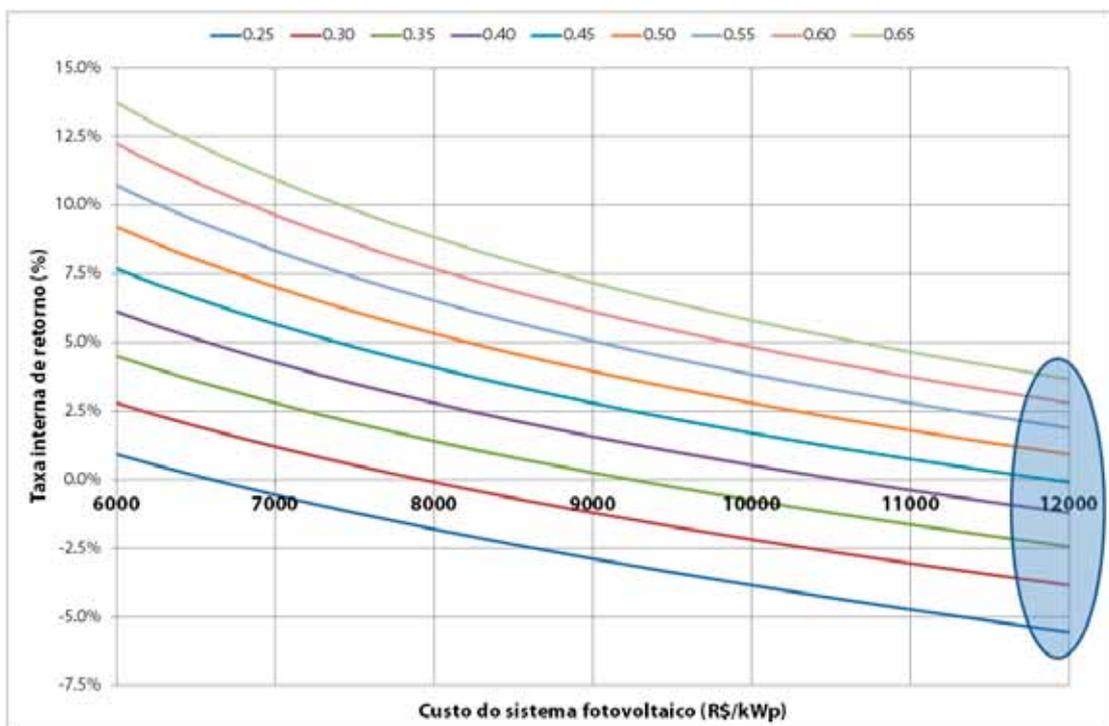


Fig. 1.7 – Taxa interna de retorno (TIR) real (sem inflação) de sistema fotovoltaico em função do custo de instalação e tarifa final da concessionária com impostos (variando entre 0,25 R\$/kWh e 0,65 R\$/kWh).

1.4.3 Aspectos regulatórios

O pleno aproveitamento do potencial de energia solar apresenta vários obstáculos de natureza regulatória. Essas questões afetam de forma distinta os mini e microempresen-

dimentos (por exemplo, aproveitamento em prédios individuais), empreendimentos de pequeno porte (menos de 5 MW) e empreendimentos maiores (5 MW ou mais).

A maior parte dos obstáculos tem origem na ausência de regulamentação para vários aspectos do aproveitamento da energia solar, e no detalhamento da regulamentação existente.

1.4.3.1 Empreendimentos acima de 5 MW

A legislação estabelece que usinas hidroelétricas acima de 1 MW até 50 MW são objeto de autorização e que usinas térmicas acima de 5 MW destinadas à produção independente poderão ser objeto de concessão mediante licitação ou de autorização⁵ (a partir da publicação dessa lei, as térmicas têm sido objeto de autorização). A mesma lei não menciona usinas eólicas ou solares fotovoltaicas, porém, de uma forma geral as usinas não hidroelétricas acima de 5 MW têm sido objeto de autorização. No entanto, a simples classificação das usinas em dois tipos (hidrelétricas e termelétricas), com a omissão de outras fontes tais como eólica, solar fotovoltaica ou maremotriz, já aponta para a origem dos problemas regulatórios que afetam particularmente a energia solar: o fato de que as regras foram construídas para um sistema com dois tipos básicos de usinas – hidrelétricas e termelétricas – às quais recentemente foram agregadas, pelo menos em alguns aspectos relevantes, as usinas a biomassa (que são usinas termoelétricas com características especiais) e eólicas. A energia solar, talvez por não ter tido até agora um desenvolvimento mais acentuado, não possui tratamento específico, o que dificulta sua inserção no sistema.

No caso particular de empreendimentos acima de 5 MW, a ausência de regulamentação específica provoca sérios entraves, independentemente da questão da viabilidade econômica dos projetos. Entre esses obstáculos, destacam-se:

- A energia de fonte solar não foi citada em nenhum dos leilões de energia nova para os quais houve limitação quanto ao tipo de fonte de energia que poderia participar (ou seja, todos os leilões de energia nova a partir de 2010), e tampouco nos leilões de energia de reserva ou de energia de fontes alternativas. Neste contexto, cabe observar que os leilões de energia nova, na qualidade de responsáveis pelo atendimento à expansão do mercado "cativo" (que representa 75% do mercado total), e pelo fato de oferecerem contratos de mais de quinze anos garantidos pelas receitas das distribuidoras, constituem, juntamente com os leilões de energia de reserva e os leilões de fontes alternativas, a grande oportunidade de viabilização de projetos destinados à comercialização de energia, e

5 Lei nº 9.074, de 26 de dezembro de 1996.

que a exclusão da energia solar desses leilões fecha o que seria potencialmente a principal porta de entrada da geração solar de maior porte no mercado, quando se mostrarem competitivas em relação às alternativas;

- A viabilização das usinas a biomassa e da energia eólica passou pela elaboração de Contratos de Comercialização de Energia Regulada (CCEAR) específicos para essas fontes, com cláusulas que levam em conta suas características peculiares. Com a imissão da fonte solar para estes leilões, evidentemente, não foi estudado um CCEAR específico para esta fonte de energia; Por exemplo, ainda não existe metodologia de cálculo (e revisão) da garantia física específica para a energia de fonte solar; e
- Como aspecto favorável à energia solar para eventual promoção de leilões de energia está o fato de que existem levantamentos solarimétricos já feitos pelo país, como o Atlas da UFSC, a base do INPE/SWERA, o atlas da UFPE, e diversos programas de computador que proporcionam estimativa de insolação para determinado local a partir de dados existentes com alta confiabilidade. Como consequência, a exigência sobre medições de campo (como no caso de projetos eólicos) poderia ser dispensada para a energia fotovoltaica. Adiciona-se também o fato de que o recurso solar ser menos variável ao longo dos anos do que outras fontes de geração renováveis.

1.4.3.2 Empreendimentos até 5 MW

A lei estabelece que a implantação de usinas termelétricas de potência igual ou inferior a 5.000 kW está dispensada de concessão, permissão ou autorização, devendo apenas ser comunicada ao poder concedente⁶. Apesar de não haver menção a usinas solares, a regulamentação trata de “usinas termelétricas e de outras fontes alternativas de energia”, e contém os “procedimentos para registro de centrais geradoras com capacidade instalada reduzida”, que são definidas como usinas com potência até 5 MW.⁷

Esta regulamentação inclui um formulário específico para o registro de usinas solares fotovoltaicas. Ela também exige que seja apresentada a “Licença Ambiental necessária ao início da operação da central geradora”. Além disso, ela garante “comercialização de energia e o livre acesso às instalações de distribuição e de transmissão, nos termos da legislação vigente”.

Os maiores obstáculos neste nível são:

6 Lei nº 9.074, de 26 de dezembro de 1996.

7 Resolução Normativa ANEEL nº 390, de 15 de dezembro de 2009.

- Conexão à rede local de distribuição.

Não existe regra geral a respeito do tema que padronize de alguma forma os procedimentos a serem adotados. Assim, cada distribuidora analisa os pedidos de acesso de acordo com procedimentos próprios, que de uma forma geral são elaborados privilegiando a prudência em relação a eventuais prejuízos que o gerador possa provocar à rede e aos consumidores a ela conectados. O resultado em geral são procedimentos e exigências por demais complexos e custosos para empreendimentos nesta faixa de potência.

- Licenciamento ambiental.

A exigência de “licença ambiental”, sem maiores qualificações, pode constituir obstáculo especialmente no caso de usinas de menor porte. A questão é que não existe um limite inferior a partir do qual o procedimento de licenciamento poderia ser simplificado, ou mesmo, dependendo do caso, dispensado. Com isso, as exigências acabam sendo estabelecidas pela legislação estadual ou municipal. Isto impede, por exemplo, que o fabricante ou instalador do equipamento possa de alguma forma responsabilizar-se pelo eventual licenciamento (já que para fazê-lo necessitaria conhecer as regras de cada local), e eventualmente obriga o gerador de pequeno porte a contratar estudos que acabam por inviabilizar de vez o empreendimento.

1.4.3.3 Empreendimentos abaixo de 1 MW

Este caso, apesar de enquadrar-se na categoria geral de “empreendimentos abaixo de 1 MW”, merece tratamento especial, seja porque as questões relativas a registro, conexão à rede e licenciamento ambiental assumem uma dimensão bem maior em termos de participação nos custos dos empreendimentos, seja porque eles são, de uma forma geral, empreendimentos de autoprodução “inside the fence” com injeção ocasional de energia na rede.

Recentemente, a ANEEL realizou Audiência Pública⁸ com o objetivo de elaborar regras específicas para mini (100 kW a 1 MW) e microgeração (até 100 kW) incentivada. As regras propostas são comentadas no próximo capítulo. Elas essencialmente simplificam os procedimentos necessários para a implantação, operação e conexão desses projetos (por exemplo: não seriam mais firmados contratos de uso e conexão para essas usinas). Além disso, é proposta alguma padronização nos requisitos técnicos da conexão. Ademais, evita-se a questão da comercialização da energia, utilizando-se ao invés o “Sistema de Compensação de Energia”, que é um sistema de *net metering*.

8 Audiência Pública nº 042/2011.

Em abril de 2012, a ANEEL aprovou regulamentação (REN 481) que ampliou, para o caso da energia solar, a redução do desconto das tarifas de uso dos sistemas de transmissão (ou distribuição) de 50% para 80% nos dez primeiros anos de operação, regressando ao patamar de 50% de desconto nos anos subsequentes.

Essas regras certamente ajudarão a viabilizar a energia de origem solar, em especial no caso da mini e microgeração, porém, permanecem algumas questões. Em particular, a questão da padronização dos procedimentos de licenciamento ambiental (que não é da alçada da ANEEL) precisa ser equacionada.

1.4.4 Barreiras ao desenvolvimento da cadeia

As seções analisadas anteriormente explicitam particularmente a ausência de uma demanda expressiva que justifique a instalação de plantas dedicadas à fabricação de células e/ou módulos fotovoltaicos. Isso fica claro quando se observa que a única planta dedicada à produção de módulos tem baixa capacidade produtiva relativamente aos padrões de escala internacional e que, ainda assim, atua com elevada ociosidade. Informações preliminares, baseadas nos dados de importação da Secretaria de Comércio Exterior (SECEX), indicam que foram importados cerca de 6 MWp de módulos fotovoltaicos (incluindo 1 MWp da Usina de Tauá) o que, somados às vendas domésticas da Tecnometal, dão conta de um consumo aparente inferior a 10 MWp em 2011.

No caso do silício, hoje a maior barreira tem sido o custo de sua purificação, que é intensiva em insumos energéticos. Além do custo de eletricidade, que é significativamente elevado no país, principalmente por conta dos elevados e numerosos encargos setoriais, os custos com operação e manutenção de plantas de purificação de silício parecem ser também bastante significativos. Os diversos desenvolvimentos em andamento por parte de empresas nacionais, com destaque para a produção de silício de grau solar através da rota metalúrgica, podem ser parte da solução para este ponto em específico. Ainda assim, esta solução esbarra no fato de que a rota metalúrgica limita o campo de comercialização do produto final desta indústria, como já abordado anteriormente, além de ainda estar em nível laboratorial, sem resultados que permitam avaliar seu desempenho em nível comercial.

Para a produção da célula e do módulo, a grande dificuldade do mercado nacional é atingir uma estrutura de custos que seja competitiva em relação ao que se obtém internacionalmente, particularmente nas plantas asiáticas, e ainda obter retorno razoável. Neste caso, a solução deverá passar pela discussão de um conjunto de incentivos fiscais (como os apresentados em pacotes como o PADIS – Programa de Apoio ao Desenvolvimento Tecnológico da Indústria de Semicondutores) e condições específicas de financiamento – analisadas com mais detalhes no capítulo 4.

Para o segmento de inversores, as maiores barreiras também se relacionam à estrutura tributária nacional e soluções como a redução do IPI através da Lei de Informática parecem ser as mais razoáveis para o segmento.

Dessa maneira, além da inexistência de uma demanda pelo produto final, pode se destacar como barreira ao desenvolvimento da cadeia fotovoltaica, a estrutura tributária e os custos de transação da economia brasileira, o custo do crédito e a falta de políticas microeconômicas voltadas para incentivo da indústria local. Como se pode verificar, não são questões específicas da indústria fotovoltaica. Um aprofundamento das questões relativas aos incentivos necessários para alavancagem do setor serão discutidas nos próximos capítulos.

2. Análise econômica e de mercado

Este capítulo aprofunda a discussão sobre os aspectos econômicos e financeiros da geração de energia elétrica a partir da fonte fotovoltaica, avaliando a viabilidade de sistemas fotovoltaicos de diferentes portes. Adicionalmente é realizada uma simulação de preços para um possível leilão específico para a fonte, com diversos cenários. Por fim é realizada uma avaliação prospectiva dos preços e custos com base nas curvas de aprendizagem do setor.

2.1 RADIAÇÃO SOLAR

Um aspecto favorável à introdução da energia solar no Brasil é a disponibilidade de levantamentos de recurso primário, como o *Atlas Brasileiro de Energia Solar*, publicado recentemente pelo INPE. O atlas foi desenvolvido dentro do escopo do projeto SWERA⁹ em parceria entre o CPTEC/INPE e UFSC e o *Atlas Solarimétrico do Brasil*, desenvolvido através do convênio FADE-UFPE / CEPEL.

9 Solar and Wind Energy Resource Assessment.

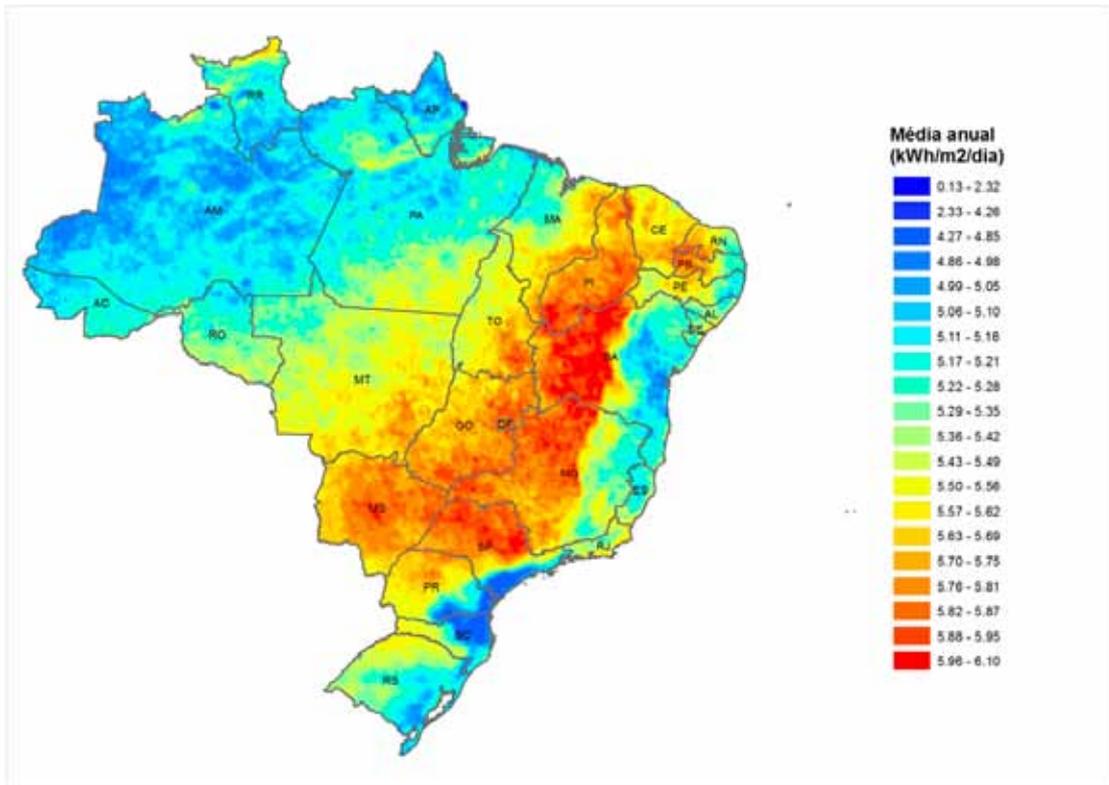


Fig. 2.1 – Irradiação total em plano cuja inclinação é igual a latitude do local. Mapa elaborado pela PSR com dados do projeto SWERA. Fonte: *brazil_solar_tilted_10km.shp*. O arquivo “shapefile” apresenta os dados de radiação solar em kWh/m²/dia para células 10km x 10km.

Há diversos programas de computador que proporcionam a estimativa de irradiação para determinado local com coordenadas informadas pelo usuário a partir de dados existentes. Através dos dados disponíveis, percebe-se que a energia solar possui menor volatilidade em escala maior de tempo (i.e. anual) que outras fontes renováveis, apresentando concomitantemente, sazonalidade inferior¹⁰. Em adição, observa-se variabilidade da produção no *curto prazo* (horária), sobretudo em regiões com maior nebulosidade e sujeitas à passagem de nuvens que sombreiem a instalação.

A figura a seguir ilustra as diferenças de radiação em dias de diferentes padrões de nebulosidade. O experimento foi feito na ilha de Santa Rita, no município de Marechal Deodoro, 15 km ao sul de Maceió (AL) e apresentado na Revista Brasileira de Meteorologia, em 2011, no artigo “Estudo da Radiação Solar Global e do Índice de Transmissividade (KT), Externo e Interno, em uma Floresta de Mangue em Alagoas – Brasil”, de Carlos Alexandre S. Querino e outros. A figura (a), medida em 17/01/05, mostra um dia claro da estação seca. A figura (b), medida em 09/02/05, mostra um dia parcialmente nublado na estação seca. A figura (c), medida em 01/06/05, mostra um dia claro na es-

¹⁰ O artigo “*Solar energy scenarios in Brazil, Part one: Resource assessment*” (Energy Policy 36 (2008) 2853-2864) apresenta uma estimativa do recurso solar do Brasil.

tação chuvosa. Por fim, a figura (d), medida em 31/05/05, mostra um dia parcialmente nublado na estação chuvosa.

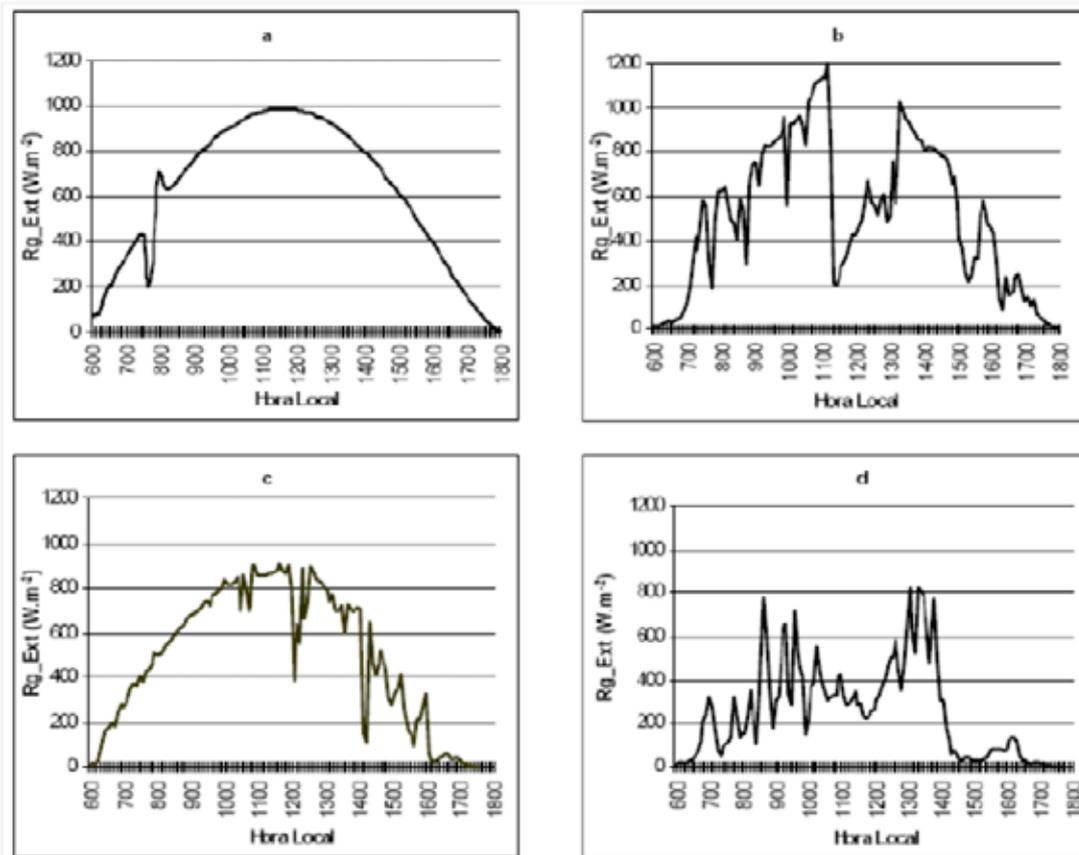


Fig. 2.2 – Radiação Solar Global (W/m^2), a cada cinco minutos, na ilha de Santa Rita, município de Marechal Deodoro – AL (QUERINO, C. A. S. et al. “Estudo da Radiação Solar Global e do Índice de Transmissividade (KT), Externo e Interno, em uma Floresta de Mangue em Alagoas – Brasil”. Revista Brasileira de Meteorologia, v. 26, n. 2, 204-294, 2011). (a) 17 de janeiro, (b) 09 de fevereiro, (c) 01 de junho e (d) 31 de maio de 2005.

2.2 TRANSFORMAÇÃO DA IRRADIAÇÃO SOLAR EM ELETRICIDADE

A irradiação solar do local da usina e sua conversão em energia elétrica podem ser combinadas no **fator de capacidade (FC)** da instalação fotovoltaica, que mede a relação entre a energia média produzida num intervalo de tempo (usualmente ano) (kWh) e a capacidade nominal do sistema (kWp) multiplicada pelo número de horas do ano (8.760).

$$FC = \text{Produção anual de eletricidade (kWh)} / (8.760 \times \text{kWp instalados}).$$

O fator de capacidade depende tanto da irradiação solar (recurso primário) como no *fator de desempenho*¹¹, que mede a *qualidade* da instalação fotovoltaica.

Suponha um sistema com 15 kWp composto por 100 m² de módulos com 15% de eficiência instalado em local com irradiação média de 2.000 kWh/m²/ano. Este sistema idealmente produziria $15\% \times 2.000 = 300 \text{ kWh/m}^2/\text{ano}$ ou 30 MWh/ano. Entretanto a medição efetiva da produção de eletricidade anual desta instalação é de 24 MWh, que dividida pela área dos módulos (100 m²) resulta em 240 kWh/m²/ano. Conclui-se que o fator de desempenho (PR) desta instalação é igual a $240/300 = 0,80$.

No exemplo, 20% da energia não é aproveitada pelo sistema. Existem diversas razões para esta perda que podem atuar de forma combinada, tais como:

- (i) Perdas nos inversores de energia de CC para CA;
- (ii) Eventuais sombreamentos na instalação;
- (iii) Eventual acúmulo de poeira ou sujeira nos módulos, reduzindo a capacidade de absorção da irradiação;
- (iv) Perdas (ôhmicas) nos cabos, tanto no lado CC como CA da instalação;
- (v) Redução de eficiência dos módulos fotovoltaicos decorrente de temperaturas mais elevadas que as utilizadas no ensaio e informadas pelo fabricante (células a 25 graus);
- (vi) Indisponibilidade do sistema fotovoltaico, seja por paradas forçadas (quebras de componentes) ou desligamentos para manutenções;
- (vii) Diferenças nas curvas características (I x V) dos módulos (dentro de tolerância), o que significa que quando conectados eletricamente não operam no mesmo ponto de máxima eficiência;

Valores típicos de PR variam entre 0,60 e 0,80. Se assumirmos um valor representativo igual a PR a 0,75, então um fator de capacidade de 12% estaria associado a uma baixa insolação, de somente $8760 \times 0,12 / 0,75 = 1402 \text{ kWh/m}^2/\text{ano}$, ou 3,84 kWh/m²/dia (típica da região Amazônica). Já um fator de capacidade de 18% estaria associado a uma instalação em local com alta irradiação, igual a 2000 kWh/m²/ano ou 5,85 kWh/m²/dia representativa das regiões mais favoráveis do país de acordo ao mapa da SWERA.

11 Comumente chamada de PR ou *Performance Ratio* do sistema.

2.3 CUSTOS DOS COMPONENTES

2.3.1 Módulos

Levantamento sobre preço de mercado feito pela publicação *PHOTON International* indica que o preço médio do módulo fotovoltaico de origem asiática vendido na Alemanha (maior mercado comprador) rompeu a barreira de 1 €/Watt, numa amostra de 7.153 modelos. Os preços seguem trajetória declinante, como indicado no gráfico abaixo. Há uma dispersão de valores em torno do valor médio 0,98 €/Watt, com módulos variando entre 0,70 e 1,25 €/Watt.

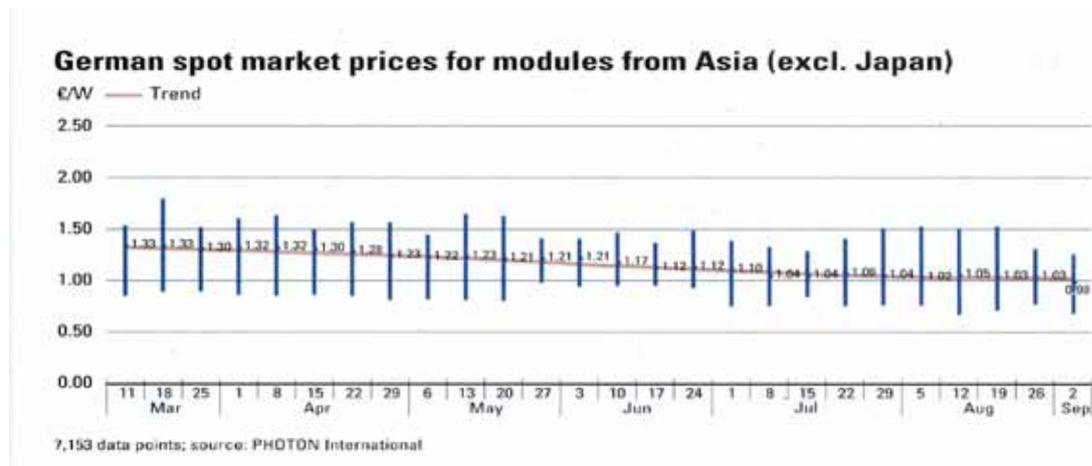


Fig. 2.3 – Preço dos módulos (euros por Watt). Fonte: PHOTON International, 2011.

2.3.2 Inversores

A amostra levantada pela *PHOTON International* conta com 1.301 modelos levantados no mercado alemão. Observa-se clara dispersão neste item, como indicado a seguir, com preços ao início de setembro na faixa de 0,19 €/Watt para inversores maiores (acima de 10 kW), com variação entre 0,11 €/Watt e 0,24 €/Watt.

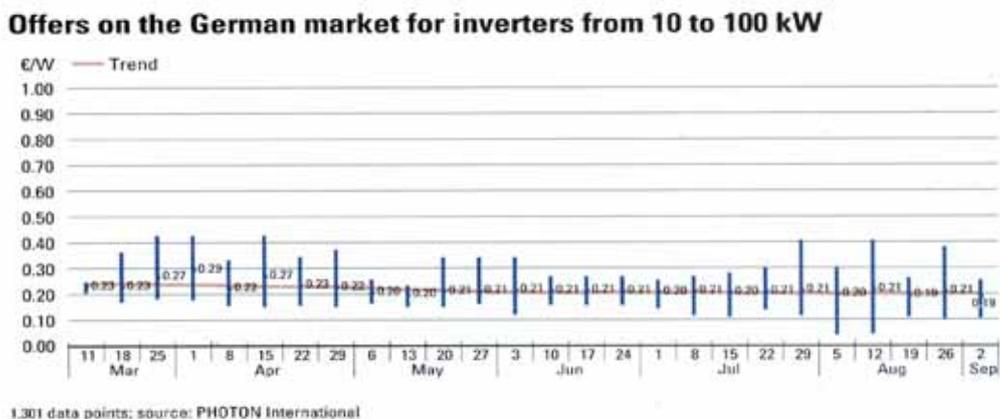


Fig. 2.4 – Preço dos inversores (euros por Watt). Fonte: PHOTON International, 2011.

2.3.3 Demais custos

Os demais itens de custo que compõem sistemas fotovoltaicos são relacionados:

- Equipamentos: estruturas metálicas para fixação dos módulos, cabos, disjuntores, quadros elétricos;
- Serviços: o projeto básico e executivo de engenharia, autorização na ANEEL, licenciamento e instalação do projeto;
- Aquisição de terras.

O custo destes componentes obviamente depende das condições específicas de cada instalação. Entretanto, como ordem de grandeza, supomos como estimativa geral representarem custo igual à soma do custo dos módulos e inversores (0,98 €/W + 0,19 €/W = 1,17 €/W). Como resultado, o custo do sistema solar fotovoltaico é da ordem de 2,34 €/W, ou 5,73 R\$/W para câmbio de 2,45 Reais por Euro.

Este valor é próximo ao divulgado em artigo de Paula Scheidt (GIZ/Instituto Ideal) na *Revista Brasil Energia* nº. 373 (dezembro de 2011, p. 85). Neste artigo, menciona-se 2,19 €/W para sistemas de até 100 kWp, segundo dados da Indústria Solar da Alemanha (BSW) para o segundo semestre de 2011.

2.3.4 Custos nacionalizados

A tabela a seguir estima o custo nacional de um sistema de 100 kWp empregando módulos e inversores importados. A tabela exhibe o valor dos diversos tributos e, em cada caso, a base sobre a qual são aplicados, de maneira a ser didática. Observações:

- (i) Como premissa, o preço dos equipamentos importados é adquirido aos valores médios mencionados da seção anterior;
- (ii) Incidência de imposto de importação (II) sobre módulos (NCM 8541.40.32) igual a 12% e inversores importados (14%);
- (iii) A alíquota do Imposto sobre Produtos Industrializados (IPI) incidente sobre módulos fotovoltaicos (NCM 8541.40.32) continua sendo de 0%, conforme Tabela de Incidência do Imposto sobre Produtos Industrializados (TIPI) anexa ao Decreto nº 7.660, de 23/12/2011. Há, entretanto, incidência de alíquota de IPI de 15% sobre os inversores importados. Os inversores nacionais recebem redução no IPI, como parte dos incentivos da Lei da Informática, que pode chegar a 100% sob alguns condicionantes;
- (iv) Incidência de ICMS sobre inversores (alíquota variando por Estado);
- (v) Incidência de PIS (1,65%) e COFINS (7,6%) sobre os módulos e inversores “por dentro”, ou seja, com efeito combinado de $1 / (1 - 0,0165 - 0,076) = 10,2\%$;
- (vi) Utilização de valores representativos de serviços aduaneiros;
- (vii) Aquisição de projetos e demais componentes nacionais (estrutura de fixação de módulos, disjuntores, cabos etc.). Cabe ressaltar que há produção nacional de inversores, com alíquota nula sobre o IPI e, dependendo do Estado, existe também isenção de ICMS para equipamentos fotovoltaicos.

| PREÇOS GERAÇÃO DC | MÓDULOS | INVERSORES |
|---|-------------------|-------------------|
| Capacidade de um container de 40 pés (Watts) | 130.000 | |
| FOB (eur/Wp) | 0,98 | 0,19 |
| FOB (eur) | 127.400,00 | 24.700,00 |
| FRETE + SEGURO INTERNACIONAL (eur) | 5.200,00 | 2.000,00 |
| CIF (eur) = FOB + FRETE + SEGURO | 132.600,00 | 26.700,00 |
| (A) = II (12% DO VALOR CIF P/MÓDULOS E 14% P/ INVERSORES) | 15.912,00 | 3.738,00 |
| (B) = IPI (0% P/ MÓDULO E 15% INVERSORES) INCID. CIF + (A) | - | 4.565,70 |
| (C) = PIS (1,65% "POR DENTRO", APLICÁVEL A CIF + (A) + (B)) | 2.700,22 | 636,43 |
| (D) = COFINS (7,6% "POR DENTRO", APLICÁVEL A CIF + (A) + (B)) | 12.437,37 | 2.931,44 |
| (E) = ICMS, 12%* INCIDENTE SOBRE CIF + (B) | - | 7.918,18 |
| (F) Total Impostos (eur) (A+B+C+D+E) | 31.049,59 | 19.789,75 |
| (G) Taxas diversas (Siscomex, AFRMM, Armaz etc.) = 12%F | 3.725,95 | 2.374,77 |
| (H) Despachante (importadora) | 1.200,00 | 1.200,00 |
| (I) CUSTOS DE INTERNALIZAÇÃO (F+G+H) | 35.975,54 | 23.364,52 |
| CUSTOS FINAIS | MÓDULOS | INVERSORES |
| CUSTO (eur) (CIF + I) | 168.575,54 | 50.064,52 |
| TAXA CAMBIO (R\$/eur) | 2,30 | |
| CUSTO (R\$) | 387.723,74 | 115.148,39 |
| CUSTO (R\$/W) | 3,87 | |

* Alíquota de ICMS varia de acordo com o Estado.

Os demais custos que compõe as instalações fotovoltaicas serão somados a estes. São diferenciados três casos, de acordo ao tipo de aplicação:

- Instalação de 3 kW (residencial);
- Instalação de 30 kW (comercial);
- Instalação de 30 MW (usina).

Os resultados finais são exibidos a seguir:

| APLICAÇÃO | Residencial | Comercial | Usina |
|---|---------------|----------------|--------------------|
| CAPACIDADE (kW) | 3 | 30 | 30.000 |
| CUSTO DOS MÓDULOS E INVERSORES (R\$) | 11.605 | 116.047 | 116.047.414 |
| CUSTO DE CABOS E PROTEÇÕES (R\$) | 2.250 | 18.000 | 13.100.000 |
| CUSTO DO SISTEMA FIXAÇÃO (R\$) | 3.750 | 24.000 | 14.000.000 |
| DEMAIS CUSTOS (CONEXÃO, PROJETO ETC.) (R\$) | 3.750 | 30.000 | 18.000.000 |
| TOTAL (R\$) | 21.359 | 188.047 | 161.147.414 |
| TOTAL (R\$/W) | 7,12 | 6,27 | 5,37 |

Observa-se que a estimativa de custo total de instalação deste sistema – supondo que a compra e importação dos módulos e inversores e dos demais equipamentos e serviços seja feita pelo usuário final, sem intermediários, é de **7,12 R\$/W** para instalações residenciais, **6,27 R\$/W** para instalações comerciais e **5,37 R\$/W** para usinas de 30 MW. No último caso, há ainda outros custos que precisam ser considerados na análise para determinar o valor de venda da energia produzida (ver seção 4.2.4.2 que trata dos sobre leilões de energia).

2.3.5 Custo de produção de sistemas fotovoltaicos

O custo de produção (CP) de um sistema fotovoltaico, expresso em R\$ por kWh produzido¹² pode ser calculado pela seguinte fórmula:

$$\text{CP} = [\text{CAPEX} + \text{VP (OPEX)}] / \text{VP(EP)}$$

Onde:

| | |
|----------|---|
| CP | Custo de produção (R\$/kWh) |
| CAPEX | Custos de investimento do sistema fotovoltaico (R\$) |
| VP(OPEX) | Valor presente de custos de operação e manutenção ao longo da vida útil da instalação (R\$) |
| VP(EP) | Valor presente da energia produzida ao longo da vida útil da instalação (kWh) |

O cálculo do custo de produção considera tanto os investimentos iniciais quanto uma previsão sobre custos de operação e manutenção ao longo da vida útil da instalação. Os seguintes parâmetros típicos serão utilizados na análise do custo de produção:

- Vida útil da usina: **25 anos**;
- O custo de investimento (CAPEX): **parametrizado**;
- Custo de O&M (OPEX): estimado como sendo 1% do CAPEX ao ano¹³;
- Eficiência das células: redução de **0,75%/ano** sobre valor original (100%);

¹² Comumente denominado Levelized cost of electricity (LCOE).

¹³ Uma estimativa comum para o custo anual de operação nas análises é de 1% do CAPEX; se descontado a 7,5% ao ano, este custo – ao longo da vida útil de 30 anos equivale a 12% do CAPEX ou cerca de 10% do custo total.

- Taxa de desconto (i.e. valor ponderado do custo de capital¹⁴): **7,5%**;
- A irradiação solar e sua conversão em energia elétrica foram combinadas no **fator de capacidade** da usina, parametrizado entre **12% e 20%**.

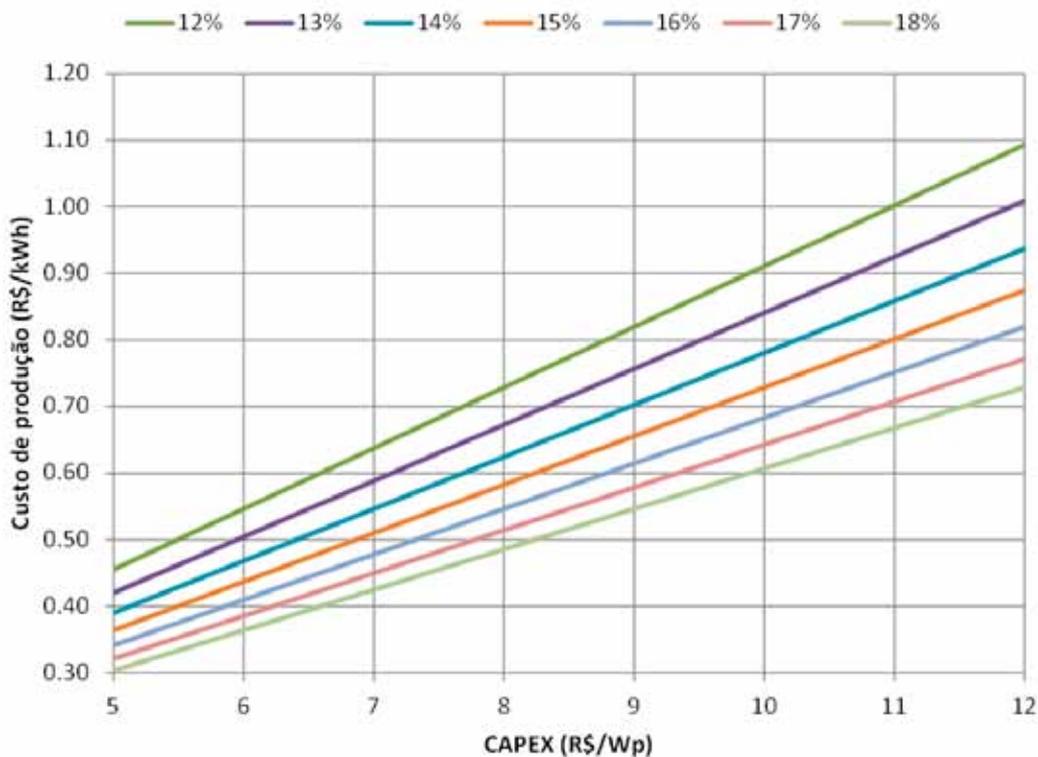


Fig. 2.5 – Custo de produção de energia (R\$/kWh) para faixas de custo instalação (eixo X) e “famílias” de curvas com fatores de capacidade variando entre 12% e 18% (legenda na parte superior do gráfico).

Do gráfico percebe-se que numa instalação com 15% de fator de capacidade (referência nacional) e custo de instalação de 7,12 R\$/Wp (referência do CAPEX para instalação residencial, vide seção anterior) acrescido de 12% (valor presente do OPEX), verifica-se que o custo de produção de energia é inferior a 0,60 R\$/kWh. Este valor é da ordem de grandeza da tarifa de energia de clientes residenciais de diversas concessionárias no Brasil, incluídos os impostos e encargos.

14 É usual também o uso da sigla WACC, do original em inglês *Weighted Average Cost of Capital*.

2.4 MAPA DO CUSTO DE PRODUÇÃO DA ENERGIA SOLAR

A partir dos parâmetros relacionados a seguir e dados de irradiação em plano com a inclinação igual à latitude de cada local (mapa da SWERA, com grid de 10 km x 10 km) é possível – com o auxílio de uma ferramenta de sistema geográfico de informações – estimar o custo de produção da energia solar fotovoltaica no Brasil:

- Custo do sistema fotovoltaico (CAPEX): R\$ 7,12/Wp (residencial);
- Custo fixo de O&M: 1% CAPEX /ano;
- Vida útil: 25 anos;
- Taxa de desconto anual: 7,5%;
- Eficiência global da conversão DC-AC: 78%;
- Perda de eficiência dos módulos: -0,75%/ano.

O mapa a seguir exibe a paleta com cores indicando o resultado do custo de produção da energia fotovoltaica de cada local.

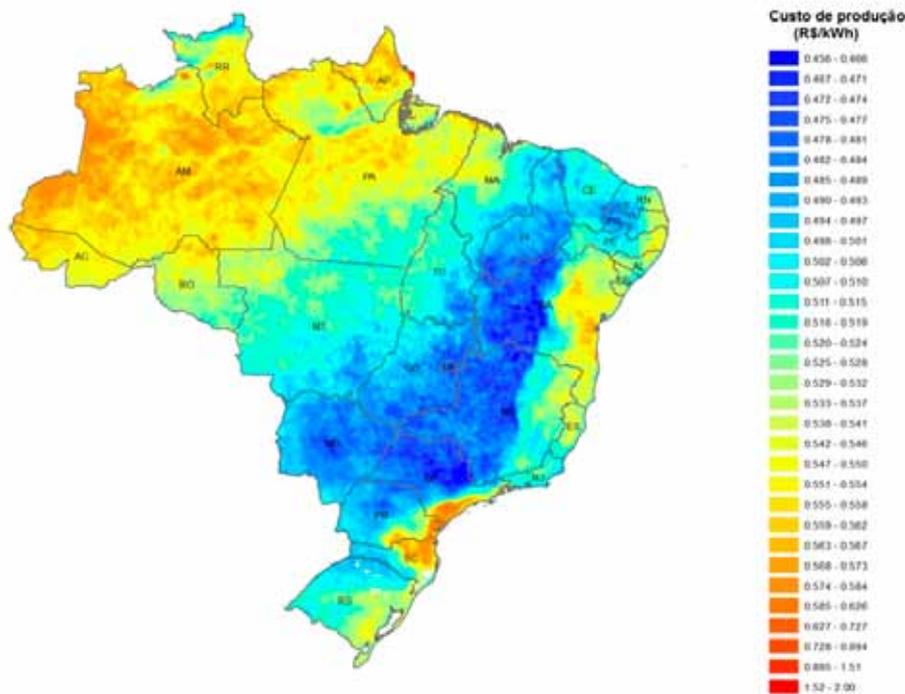


Fig. 2.6 – Custo de produção de energia (R\$/kWh). Quanto mais fria a cor, menor o custo. Observam-se regiões propícias na faixa mais central do país cobrindo oeste dos Estados de SP, MG e BA; todo o PI, leste de TO, MA, e GO, além de faixa no sertão do CE, PB RN, e RN.

O efeito da temperatura sobre a eficiência dos módulos fotovoltaicos foi capturado por uma função que relaciona a temperatura ambiente média anual de cada local (disponível no site do INPE) com a temperatura das células. O excesso com relação ao valor 25°C (valor da temperatura dos ensaios nas condições "STC") degrada a eficiência das células. Admitiu-se uma redução de eficiência de 0,45% para cada grau acima de 25°C, típica de células fotovoltaicas de silício cristalino.

2.5 TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA

2.5.1 Consumidores conectados na baixa tensão

Para consumidores residenciais e pequenos comércios, a tarifa de energia elétrica consiste num valor único (R\$/kWh) aplicado ao consumo de eletricidade mensal (kWh) e sobre o qual incidem impostos federais (PIS e COFINS) e estaduais (ICMS), sendo este último variável de acordo com o Estado, tipo de cliente e consumo. Por exemplo, um cliente no Rio de Janeiro com consumo mensal superior a 300 kWh recolhe 30% de ICMS e 18% até 299 kWh. Para a verificação da competitividade da energia solar com relação "conta de luz" paga à concessionária, assumimos como única a maior alíquota de ICMS por Estado correspondente aos clientes de baixa tensão com maior consumo de energia, como indicado a seguir:

| | RESIDENCIAL | INDUSTRIAL |
|-----|-------------|------------|
| kWh | > 500 | > 1.000 |
| AC | 25% | 25% |
| AL | 25% | 17% |
| AM | 25% | 25% |
| AP | 12% | 17% |
| BA | 27% | 13% |
| CE | 27% | 27% |
| DF | 25% | 21% |
| ES | 25% | 25% |
| GO | 29% | 29% |
| MA | 30% | 30% |
| MG | 30% | 18% |
| MS | 25% | 17% |
| MT | 30% | 30% |
| PA | 25% | 25% |
| PB | 27% | 25% |
| PE | 25% | 25% |

| | RESIDENCIAL | INDUSTRIAL |
|-----|-------------|------------|
| kWh | > 500 | > 1.000 |
| PI | 25% | 25% |
| PR | 27% | 27% |
| RJ | 30% | 30% |
| RN | 25% | 17% |
| RO | 17% | 17% |
| RR | 17% | 17% |
| RS | 25% | 17% |
| SC | 25% | 25% |
| SE | 27% | 17% |
| SP | 25% | 18% |
| TO | 25% | 25% |

ICMS por Estado. Fonte: Abradee jul/2007.

A figura a seguir mostra as tarifas com impostos para clientes de baixa tensão (clientes residenciais) por Estado da federação, obtidos das resoluções específicas da ANEEL dos anos 2010 e 2011 (variando por concessionária), sobre as quais foram acrescidos os impostos mencionados “por dentro”, como indicado a seguir:

TARIFA COM IMPOSTOS = TARIFA DISTRIBUIDORA / (1 - PIS - COFINS - ICMS)



Fig. 2.7 – Tarifa de energia com impostos para clientes na baixa tensão. Fonte: ANEEL (agosto de 2011)

Observa-se grande dispersão de resultados, com a relação entre os valores finais superando um fator de dois (0,35 a 0,70 R\$/kWh), com AES SUL, COPEL, CERON, CEB, CAIUA e CPFL entre as menores tarifas finais e CELTINS, ENERGISA/MG, CEMAR e CEMAT entre as maiores tarifas finais.

2.5.2 Consumidores conectados na alta tensão

Procedimento análogo foi feito para clientes na alta tensão (grupo A4), resultando no mapa a seguir:



Fig. 2.8 – Tarifa de energia acrescida de impostos para clientes na alta tensão.

2.6 INDICADOR DE VIABILIDADE DA ENERGIA FOTOVOLTAICA

A viabilidade da energia solar será medida pela razão direta entre as tarifas de energia com impostos e o custo de produção da energia solar.

Indicador de viabilidade = Tarifa de energia com impostos / Custo de produção solar

- Uma relação superior a 1,0 indica, para as premissas utilizadas, que a energia solar fotovoltaica já é competitiva.

- Uma relação inferior a 1,0 indica, para as premissas utilizadas, que a energia solar fotovoltaica ainda não é competitiva.

A análise é feita para os mesmos resultados da seção anterior, tanto para clientes conectados na baixa tensão como na alta tensão. O resultado, de forma análoga, será um mapa do Brasil com as cores denotando a competitividade. A convenção destas é simples: quanto maior o indicador de viabilidade mais quente (vermelha) a cor. Quanto menor, mais fria a cor (azul).

2.6.1 Viabilidade para clientes na baixa tensão

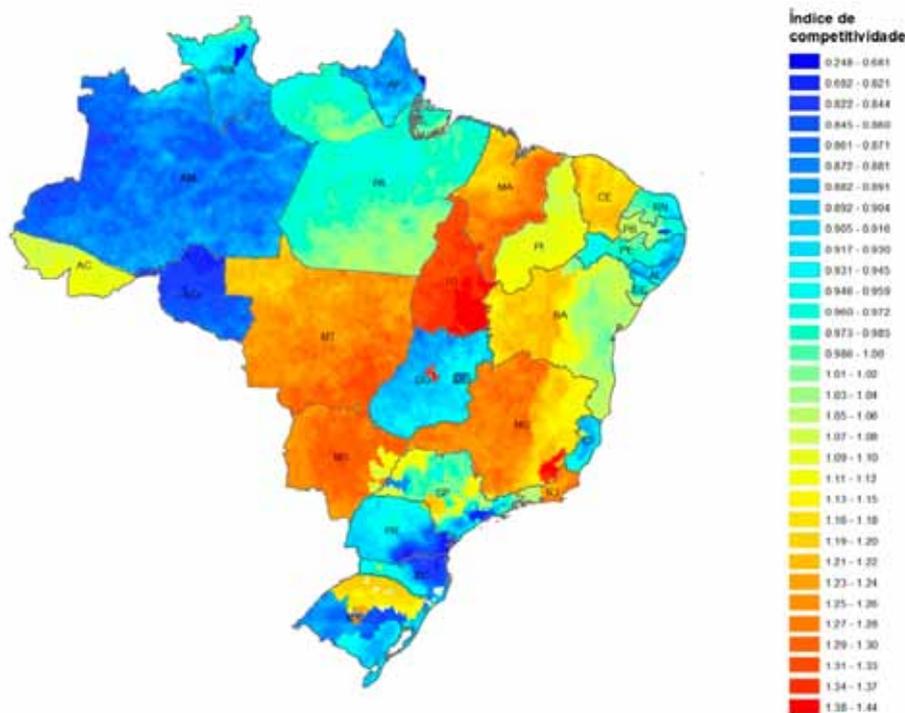


Fig. 2.9 – Indicador de viabilidade para clientes na baixa tensão.

Observa-se no mapa que instalações fotovoltaicas já seriam competitivas para clientes cativos conectados na baixa tensão (residenciais) em boa parte das concessionárias. Esse resultado está em acordo com recente Nota Técnica 025 elaborada pela ANEEL sobre geração distribuída. Entre as concessionárias com indicador elevado destacam-se as ENERGISA (MG), CHESP (GO) e CELTINS (TO) e AMPLA (RJ) e regiões de concessionárias com maior cobertura, tais como CEMAR (MA), CEMIG (MG), COELBA (BA), CEMAT (MT), COELCE (CE) e ENERSUL (MS).

Observa-se ainda que esta competitividade depende menos do recurso primário e mais da diferenciação de tarifas das concessionárias. O caso do Estado do Rio de Janeiro é ilustrativo, apesar de existir uma irradiação solar razoavelmente uniforme nas regiões do Estado menos sujeitas à nebulosidade, o indicador de viabilidade da energia solar sofre grandes alterações, como indicado no detalhe a seguir:

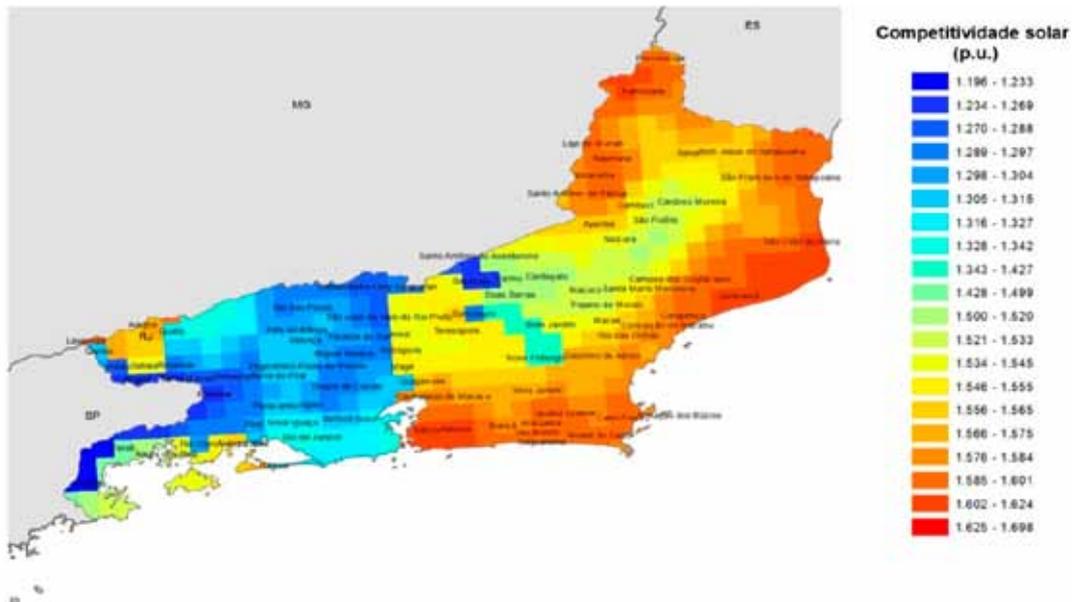


Fig. 2.10 – Detalhe do indicador de viabilidade para clientes na baixa tensão do Estado do RJ.

2.6.2 Sensibilidade sobre custo dos sistemas instalados

Os resultados anteriores indicam uma competitividade quase total para clientes residenciais para os parâmetros utilizados. Há, entretanto, certo descasamento entre os custos de produção apresentados e os percebidos, pelas seguintes razões:

- i) O valor do CAPEX dos sistemas fotovoltaicos das análises até o presente momento assumia que autoprodutor seria o responsável pela compra dos equipamentos, inclusive os importados. Na prática, usuários menores contratarão empresas integradoras para que estas desenvolvam seus projetos, ajudem com o registro na ANEEL e interface com as distribuidoras, comprem equipamentos e serviços de terceiros, inclusive instalação e comissionamento do sistema. Os produtos e serviços são empacotados em contratos *turn key*, que embutem a margem destas empresas integradoras e impostos, que incidem em “cascata” aumentando o valor ao cliente final.
- ii) Se imaginarmos uma margem líquida (após impostos) de 15% para a empresa integradora e alíquota de imposto em regime de lucro presumido, o preço da

instalação é majorado em 42%. Como consequência, no mercado é mais usual a existência de custos instalados da ordem de R\$ 10/Wp.

O resultado está exibido a seguir:

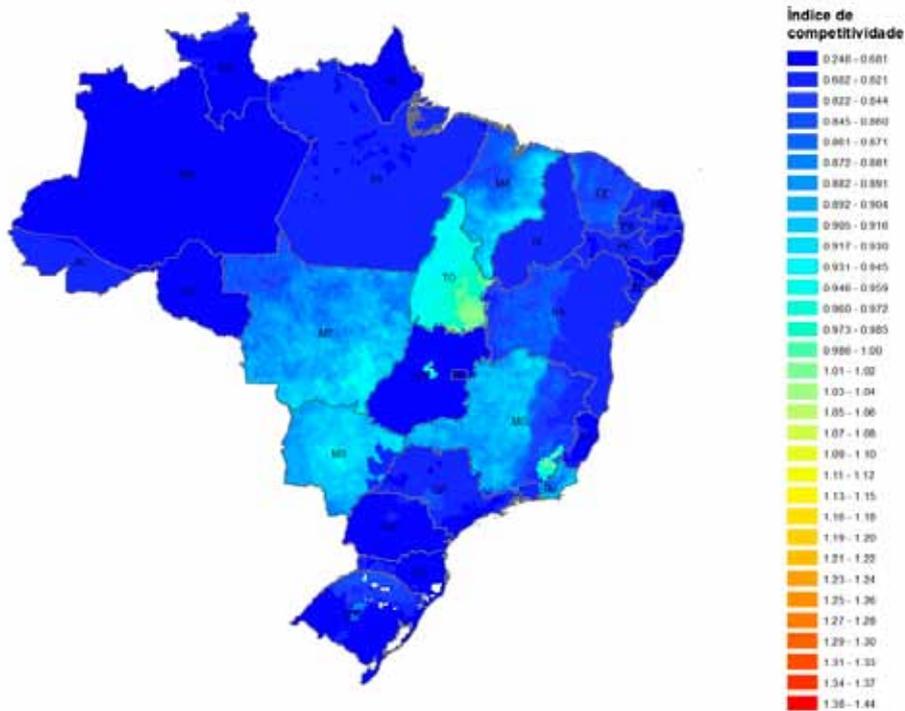


Fig. 2.11 – Indicador de viabilidade para clientes na baixa tensão com custo do sistema ao usuário final igual a R\$ 10/W.

Observa-se que nas condições apresentadas, o efeito das margens das empresas integradoras e impostos faz com que a energia solar fotovoltaica não seja ainda competitiva na maior parte do Brasil.

Adicionalmente à queda dos componentes principais (módulos fotovoltaicos e inversores) observada em escala global, os seguintes fatores contribuirão para a queda do custo de aquisição de autoprodutores proprietários de microgeradores fotovoltaicos conectados às redes de distribuição:

- Aumento do número de instalações feitas, fomentando o surgimento de maior número de empresas integradoras, formação de equipes especializadas, aumento da concorrência e redução de custos;
- Maior agilidade e simplicidade nos requisitos para registro como autoprodutor de energia e naqueles solicitados pela concessionária.

- Maior especialização de empresas que ofereçam soluções de componentes específicos de sistemas. Em mercados mais maduros, como Europa e EUA, existem empresas especializadas em estruturas metálicas que facilitam a fixação dos módulos fotovoltaicos, que podem ser instaladas em menor tempo em telhados ou lajes.
- Modelos de negócios que evitem impostos “em cascata” e capazes de transformar os elevados investimentos iniciais – por vezes proibitivos – em fluxos de pagamentos suaves mais aderentes às realidades financeiras dos usuários interessados.

2.6.3 Viabilidade para clientes na alta tensão

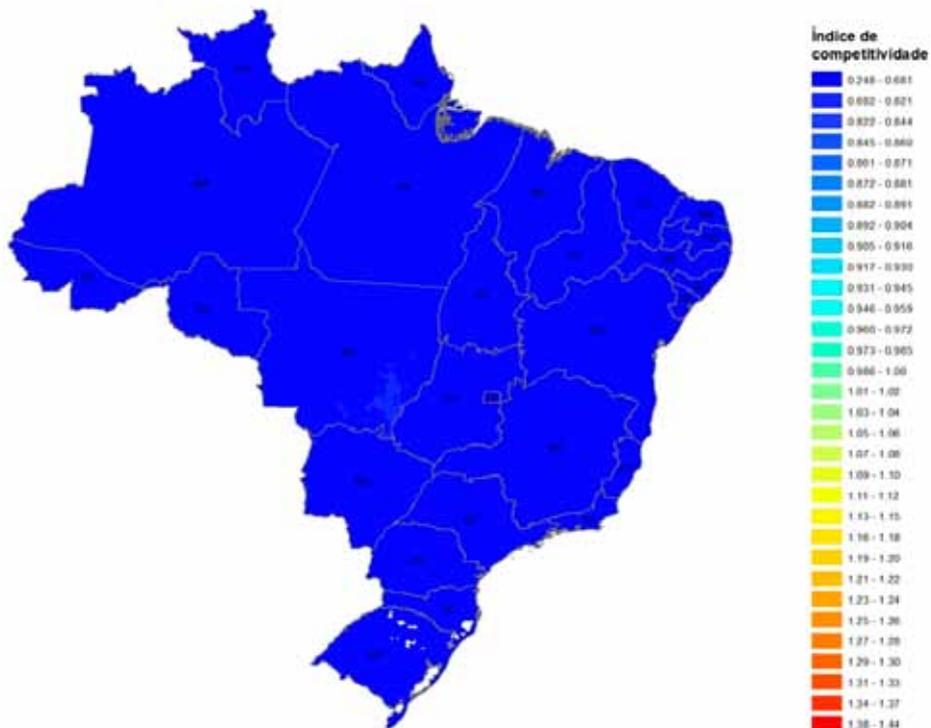


Fig. 2.12 – Indicador de viabilidade para clientes na alta tensão.

Observa-se no mapa da figura Fig. 2.12 que instalações fotovoltaicas ainda não seriam competitivas para clientes cativos conectados na alta tensão (grupo A4), pois em todos os casos o indicador de competitividade é inferior a 1,0. As concessionárias CEMAT (MT) e AMPLA (RJ) são as que mais se aproximam da viabilidade com as premissas utilizadas, mesmo assim ainda um pouco distantes (abaixo de 0,80).

Conclui-se que será necessária uma queda ainda maior no custo dos sistemas fotovoltaicos (da ordem de 30%) para que o mercado de shopping centers, supermercados,

hospitais, resorts, pequenas instalações industriais, entre outros. Como as tarifas são ainda menores para clientes com tensão mais elevada, em geral grandes indústrias dos grupos tarifários A3, A3a e A2, demorará um tempo ainda maior para que a energia solar seja competitiva neste caso. As seções subsequentes buscam analisar qual o tempo necessário para que se atinja esta competitividade e quais os mecanismos de fomento que poderiam tornar o processo mais célere e perene.

2.7 USINAS SOLARES

A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) está concluindo estudo sobre a introdução da energia solar na matriz energética nacional que será encaminhado ao Ministério de Minas e Energia (MME)¹⁵. O estudo é dividido em duas partes – uma relacionada à introdução da energia solar descentralizada e outra sobre a contratação através de leilões de maneira concentrada. O presidente da EPE, Mauricio Tolmasquim, salientou que é a favor de uma contratação de energia solar em pequenas quantidades: «Então, temos que começar de hoje, claro não contratando em grandes quantidades, mas contratando uma quantidade que permita formar uma massa crítica no seton».

Nesta seção avaliaremos a competitividade da energia solar fotovoltaica produzida em usinas com capacidade instalada na casa de alguns megawatts (enquanto que a geração distribuída tem capacidades típicas de 1 a 300 kW).

2.7.1 Irradiação

O mapa de irradiação média anual do projeto SWERA permite que sejam identificadas as regiões brasileiras com maior irradiação em plano inclinado, locais candidatos à instalação de usinas fotovoltaicas, na ocorrência de leilões de energia. O mapa a seguir destaca regiões da Bahia com essa característica. Na avaliação desta seção, a elevada insolação é traduzida em alto fator de capacidade igual a 18,5% (i.e. uma usina com 10 MWp produzirá $0,185 \times 10 \times 8.760 = 162$ MWh/ano).

15 A entrada da fonte nos leilões de energia nova depende do MME.

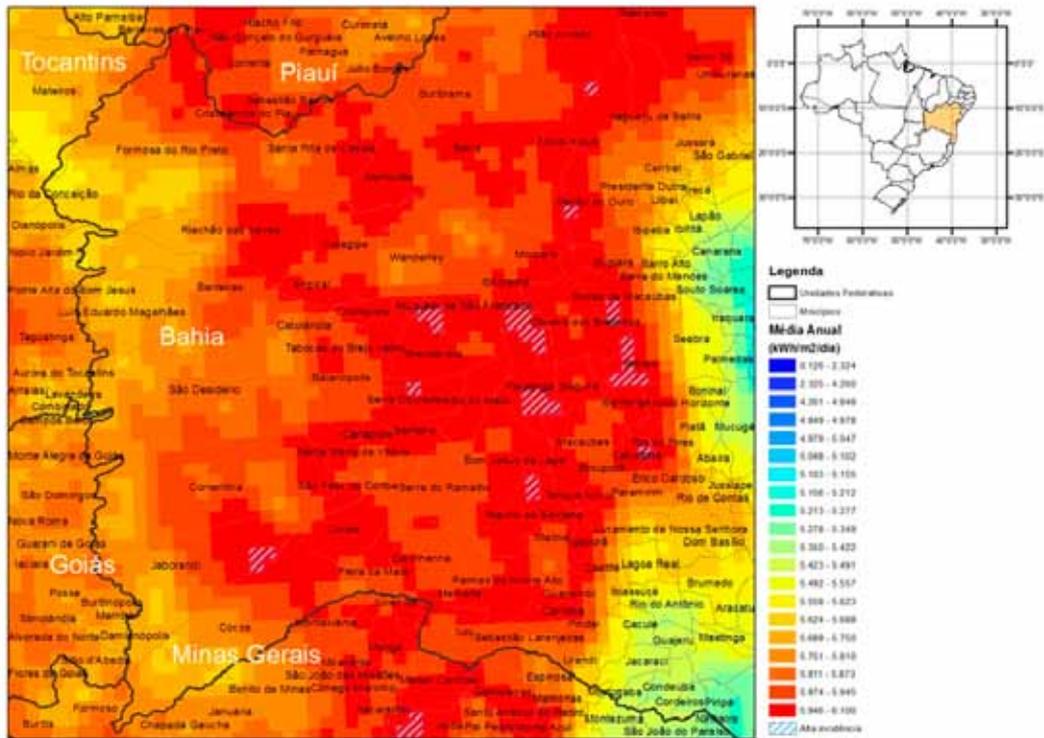


Fig. 2.13 – Hachuras do mapa indicam regiões com alta irradiação.

2.7.2 Parâmetros considerados na análise

a) Financiamento

- Juros: TJLP (0,5% ao mês) + 2,5% de spread de risco + 0,9% de remuneração básica do BNDES.
- Carência: 12 meses.
- Amortização: 15 anos SAC.
- Desembolso: "pari passu".
- Limite: 70% do CAPEX de forma a não violar o índice de cobertura.

b) Impostos

- Regime segue tributação sobre Lucro Presumido.
- IRPJ: 25% sobre Base de Cálculo (8% da receita bruta).
- CSLL: 9% sobre Base de Cálculo (12% da receita bruta).

- PIS/COFINS: 3,65% da Receita Bruta.
- Enquadramento no REIDI (isenção de PIS/COFINS para equipamentos).¹⁶
- ICMS: 0%.

c) **Encargos Setoriais**

- TFSEE: 385,73 R\$/kW Instalada * 0,5% * Potência Instalada.
- CCEE: 0,07 R\$/MWh.
- ONS: 0,41 R\$/kW Inst. Ano.
- TUST: 100% desconto, (proposta da ABINEE, AP ANEEL 042/2011).

d) **Outros custos**

- Seguro Garantia: 0,5% do Financiamento.
- Seguro Operação: 0,4% do Valor do Imobilizado.
- Custo de O&M: 0,5% do CAPEX.
- Custo de conexão em 69 kV circuito simples, supondo de 20 km de linha.
- Aquisição de terra, estudos e licenciamento ambiental (custos fixos).

e) **Contrato de venda de energia**

- Duração: 25 anos.
- Produção de energia assume redução de 1,4% sobre valor inicial e de 0,7% a cada ano subsequente (mecanismo de leilão de reserva já contempla).

f) **Pontos qualitativos**

¹⁶ Existem incentivos regionais, como o SUDENE, que oferece desconto sobre o imposto de renda incidente sobre o faturamento da energia comercializada para os primeiros anos de operação na região Nordeste. Entretanto, o mecanismo não tem sido utilizado pelas usinas eólicas (e por razões análogas provavelmente não seria utilizado no caso de usinas solares) porque só está disponível para empresas com regime de tributação de lucro real e as empresas desenvolvedoras obtêm vantagens fiscais que superam este benefício quando optam pelo regime de lucro presumido.

O formato mais indicado seria o de leilões de reserva (LER) para geradores eólicos, com as seguintes premissas:

- Período de reconciliação contratual quadrienal.
- Banda contratual: manutenção de banda análoga à fonte eólica.
- Possibilidade de realocação contratual entre vendedores do leilão.
- Possibilidade de negociação de energia em caso de entrada em operação antecipada valorada ao preço de contrato (mecanismo dos leilões de reserva).

2.7.3 Resultados

O gráfico a seguir mostra o valor de venda da energia para contrato com duração de 25 anos com montante igual à energia produzida pela usina (geração média igual a 18,5% da capacidade instalada¹⁷) para uma faixa de investimentos variando entre 4.000 R\$/kW e 6.000 R\$/kW. Considera duas hipóteses de taxas internas de retorno (TIR) real (ou seja, descontada a inflação) exigida pelos acionistas:

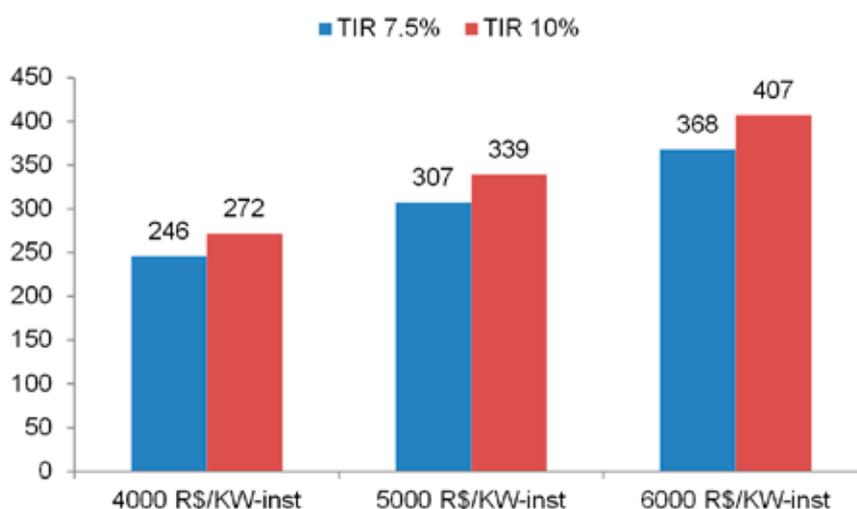


Fig. 2.14 – Preço de venda de contratos de 25 anos (R\$/MWh) com incentivos fiscais análogos aos oferecidos aos projetos de energia eólica. Amortização SAC.

Um sistema de amortização PRICE ao invés do SAC favoreceria a competitividade da energia solar. A redução do preço da energia com relação aos valores exibidos anteriormente seria de 4 a 11 R\$/MWh, dependendo do caso. A tabela a seguir ilustra o efeito da amortização pelo sistema PRICE.

17 Equivale a usina com índice de performance (PR) de 74% em região com irradiação de 6 kWh/m²/d.

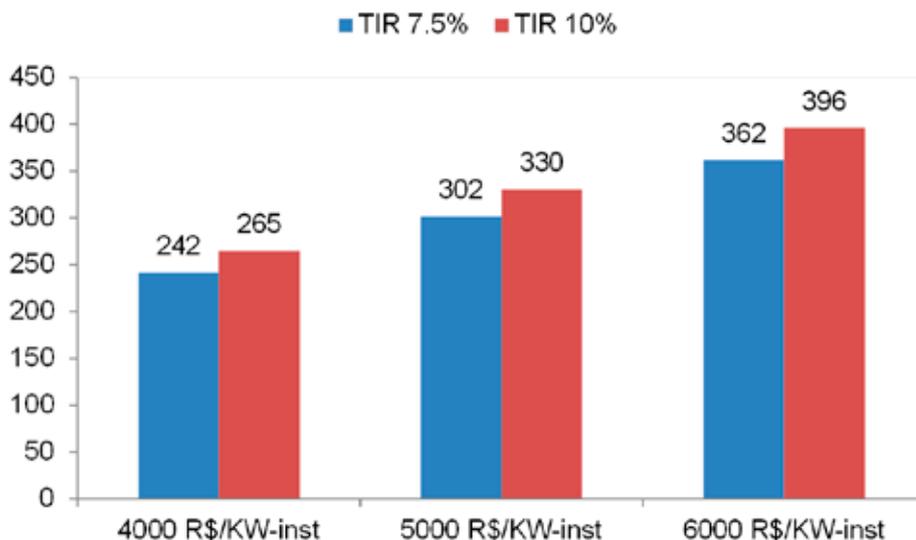


Fig. 2.15 – Preço de venda de contratos de 25 anos (R\$/MWh) com incentivos fiscais análogos aos oferecidos aos projetos de energia eólica. Amortização pelo sistema PRICE.

Um leilão específico para a energia solar fomentaria esta tecnologia no Brasil. Existem alguns atributos favoráveis que podem ser mencionados:

- Aprendizado tecnológico: o leilão permitiria identificar as melhores alternativas tecnológicas ao Brasil e iniciaria um processo de “tropicalização” de equipamentos e soluções de engenharia.
- Inserção regional: os locais com grande irradiação via de regra são os mais carentes em projetos de infraestrutura (semi-árido).
- Geração de empregos (diretos, indiretos e derivados do aumento de renda) utilizando mão de obra local (pela maior densidade de empregos por MW instalado, não se trata de simples transferência de empregos que seriam gerados com projetos de outras fontes), particularmente em regiões com baixo nível de crescimento e desenvolvimento.
- Benefícios à cadeia produtiva nacional: os leilões alavancariam fabricantes de inversores, cabos, disjuntores, estruturas metálicas, módulos e outros (inclusive serviços).
- Repercussão positiva à imagem internacional do Brasil e de suas lideranças políticas.

2.8 O FUTURO

2.8.1 Curva de aprendizado tecnológico

Nos últimos 30 anos, o preço dos módulos fotovoltaicos tem diminuindo a uma taxa média de 8% ao ano. Observa-se a razoável relação linear entre pontos de um gráfico (cada ponto corresponde a fotografia de um ano, com a série começando em 1979) com escala logarítmica para o preço unitário dos módulos (eixo das ordenadas) contra escala logarítmica da quantidade acumulada produzida no eixo das abscissas.

Se relacionarmos estas grandezas, é possível verificar empiricamente a seguinte regra, chamada *taxa da curva de aprendizado tecnológico*: a cada **duplicação** da capacidade global produzida (produção acumulada), o preço dos módulos diminui em 20%.

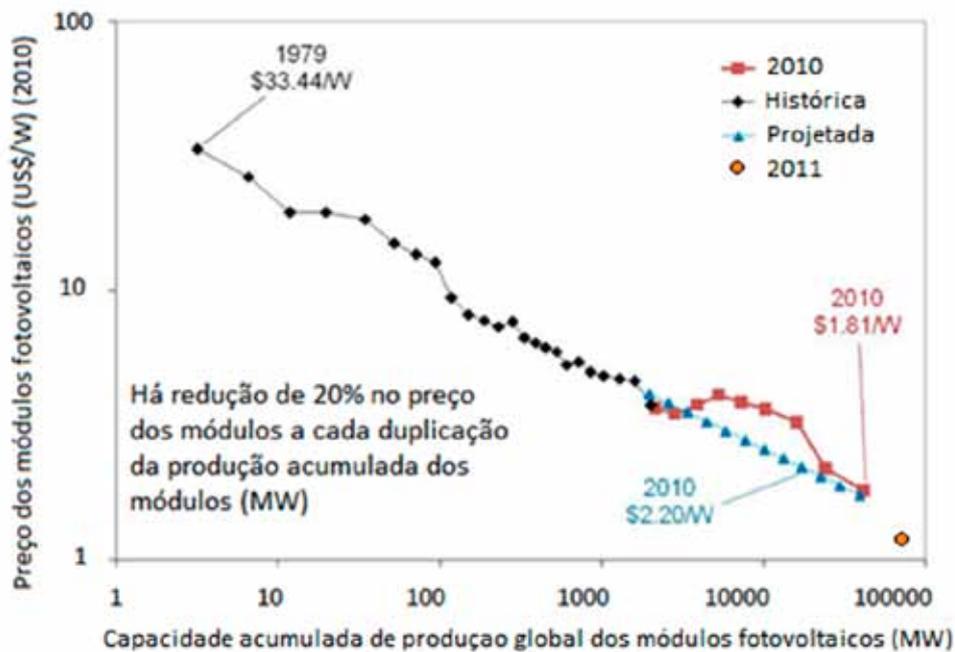


Fig. 2.16 – Curva de aprendizado tecnológico para módulos fotovoltaicos

2.8.2 Preços esperados

A relação empírica anterior permite – com certo grau de incerteza, é claro, – extrapolar o preço unitário dos módulos fotovoltaicos em diferentes momentos no futuro, desde que cenários sobre a evolução da produção dos módulos sejam elaborados.

Na figura a seguir, três cenários do incremento do consumo dos módulos foram considerados, admitindo taxa de crescimento anual de 5%, 10% e 15%. Em cada um dos casos, tabula-se a quantidade acumulada de módulos (função do tempo), e aplica-se a regra

empírica sobre a curva de aprendizado tecnológico (queda de 20% a cada duplicação da quantidade acumulada produzida).

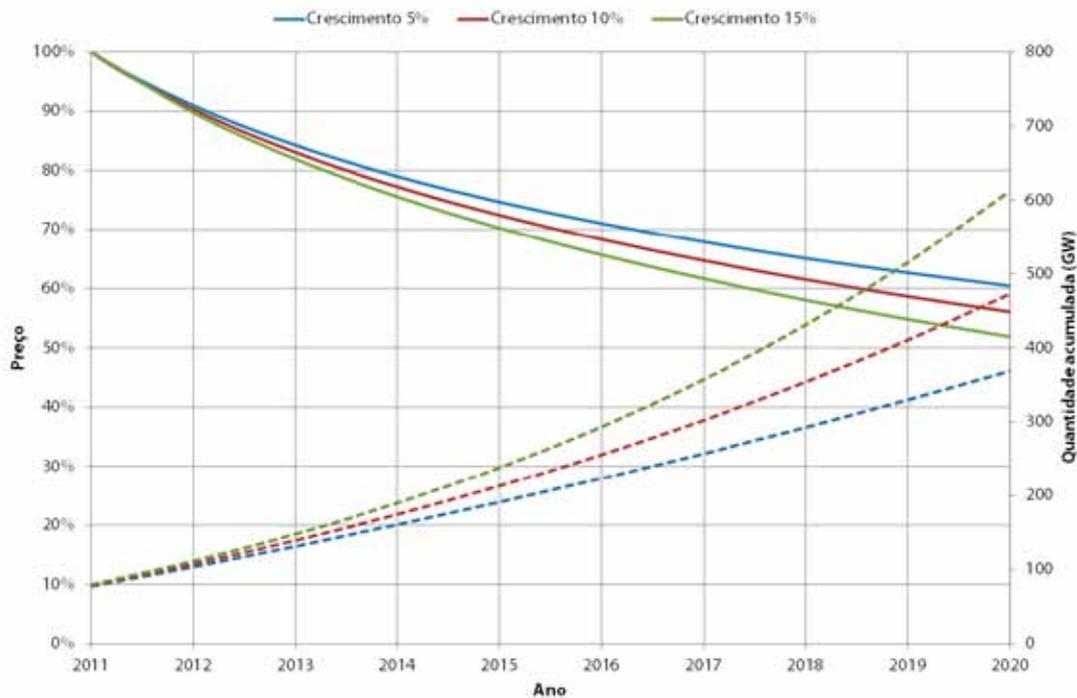


Fig. 2.17 – Curva de aprendizado tecnológico para módulos fotovoltaicos

Os resultados do exercício indicam que:

- (a) Em 2020 o consumo anual dos módulos variará entre 39 GW/ano e 97 GW/ano. Este último valor é 50% maior ao consumo acumulado até o presente momento;
- (b) Em 2020 o consumo acumulado variará entre 369 GW e 612 GW, uma diferença de 66% entre o cenário de maior e menor crescimento;
- (c) A queda esperada de preços com relação aos atuais variará menos, entre 40% e 50%. Isto significa módulos fotovoltaicos da ordem de \$0,5/W e sistemas instalados da ordem de \$1/Watt, se os demais componentes seguirem trajetória similar de queda de preços.

2.8.3 Discussão

Cabe aqui ressaltar dois seminários organizados por entidades diferentes nos Estados Unidos no segundo semestre de 2010 com objetivos bastante similares: discutir caminhos para a redução do custo dos sistemas fotovoltaicos.

O primeiro, pelo Departamento de Energia dos Estados Unidos, com o sugestivo título

“Sistemas Fotovoltaicos a \$1/Watt”¹⁸, foi aberto por Steven Chu, secretário de energia dos EUA, o que dá a dimensão do interesse do governo norte-americano neste tema. O seminário estabelecia como meta (ambiciosa) que este patamar de preços seja atingido no ano de 2017, portanto, alguns anos antes dos cenários deste estudo.

O segundo, promovido pelo *Rocky Mountain Institute* – renomada instituição na área de estudos para a eficiência energética – visava debater com especialistas da indústria fotovoltaica alternativas para que a queda de preços dos sistemas seja efetiva, o que obviamente dependerá tanto da redução de preço dos módulos como dos demais componentes, sendo estes últimos o foco do seminário¹⁹.

O seminário resume as possibilidades de redução de custo dos componentes BOS no curto prazo no gráfico a seguir. As maiores oportunidades estão na redução de custos de estruturas de fixação dos módulos, nos chamados “processos” (permissões, estudos, papelada etc.) e nos componentes elétricos, com ganhos sinérgicos também no custo dos próprios módulos. Combinando tudo, seria possível atingir em curto prazo o patamar de \$ 0,68/W para o BOS, que somado a \$0,60/W o custo dos módulos, representaria custo dos sistemas fotovoltaicos de \$1,28/W.

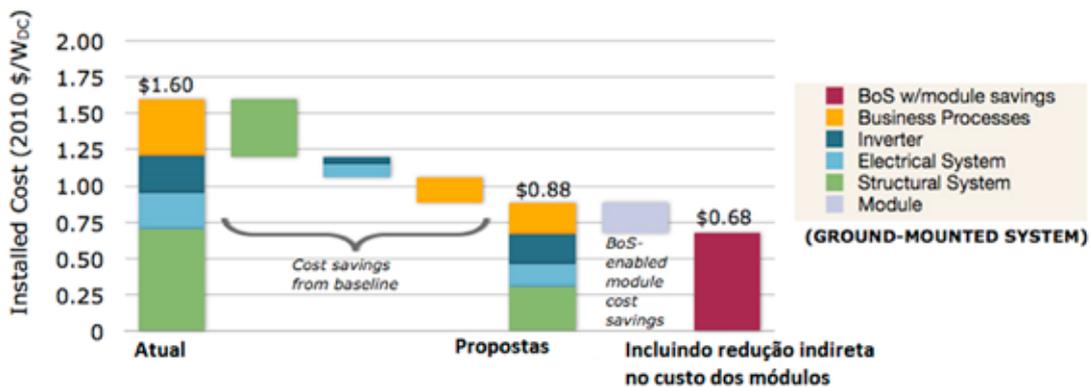


Fig. 2.18 – Redução no custo do chamado “BOS”, que incluem todos componentes (inclusive serviços) com exceção dos módulos. Fonte: Rocky Mountain Institute.

Os dois estudos explicitam de forma bastante objetiva o enorme potencial de redução de custos dos sistemas fotovoltaicos no curto prazo (10 anos ou menos), a partir do qual os sistemas poderão atingir patamares de cerca de \$1/W.

Se isto ocorrer e o governo brasileiro incentivar a cadeia através dos mecanismos cita-

18 \$1/W Photovoltaic Systems Workshop, ocorrido entre 11 e 22 de agosto de 2010. Resumo disponível em http://www1.eere.energy.gov/solar/sunshot/pdfs/dpw_summary.pdf.

19 Um sumário executivo pode ser acessado na página <http://www.rmi.org/Content/Files/BOSExecSummary.pdf>. O seminário se intitulou “Achieving Low-Cost Solar PV: Industry Workshop Recommendations for Near-Term Balance of System Cost Reductions”. Cabe aqui observar que “Balance of System Costs” são aqueles relacionados a todos os componentes de instalações fotovoltaicas, excetuando os módulos.

dos anteriormente (i.e incentivos fiscais sobre o CAPEX) na forma apresentada na seção, as melhores regiões de irradiação do Brasil poderão atingir o patamar de custo de produção de 125 R\$/MWh²⁰, já bastante próximos a valores competitivos atualmente para fontes de geração concentrada e um valor muito menor que as tarifas finais de energia praticadas no Brasil.

Esta tendência de queda de preços só reforça a tese de que o Brasil precisa se preparar para a penetração da energia solar, alterando sua regulamentação, adequando seus procedimentos de rede, fomentando a indústria através de mecanismos fiscais, financeiros e regulatórios, de forma a se posicionar como um país pioneiro em termos de energia solar.

20 Este custo de produção admite um fator de capacidade de 20% para o sistema fotovoltaico e um CAPEX igual a 2.220 R\$/kW que é 1.850 R\$/kW (cambio de 1,85 R\$/US\$) vezes 1,18, que é multiplicador para nacionalização de componentes que considera alíquota de importação e outros custos, exceto PIS/COFINS e ICMS (hipótese de incentivos análogos aos projetos eólicos). Os demais parâmetros são mantidos, inclusive a de taxa de desconto real de 7,5%, que pode ser excessiva em alguns anos, quando ficar mais claro que instalações solares possuem menos elementos de risco que demais fontes de geração.

3. Programas de Incentivos

Retomando algumas evidências já abordadas em capítulos anteriores, a fonte solar fotovoltaica tem se mantido como uma das tecnologias de geração de eletricidade que mais cresce no mundo. A redução nos custos de equipamentos, as novas tecnologias, o grande e crescente interesse dos investidores e uma forte política de incentivos à geração a partir de fontes renováveis explicam este movimento. Neste capítulo serão apresentadas as políticas de incentivos adotadas por alguns países selecionados e os impactos destas políticas sobre a demanda e o desenvolvimento da indústria fotovoltaica, e toda sua cadeia, em cada um destes países.

A União Europeia responde pela maior fatia na produção global de energia elétrica baseada em tecnologia fotovoltaica. Alemanha e Itália são os maiores atores nesta indústria. Para efeito de comparação, a Alemanha, em 2010, segundo o Global Status Report em Energia Renovável da Renewable Energy Policy Network for the 21st Century (REN 2011), adicionou mais produção fotovoltaica em sua matriz elétrica que o mundo todo no ano anterior. O país é pioneiro no uso de *feed-in tariffs* para a fonte. Fora da Europa, Japão, Estados Unidos e China são os maiores produtores de energia elétrica fotovoltaica do mundo.

Programas de incentivos têm sido utilizados em diversos países do mundo para, de forma geral, encorajar a indústria fotovoltaica a atingir a escala necessária para competir com outras fontes de geração de eletricidade. Tais programas possuem motivações diversas tais como a promoção de independência energética, domínio tecnológico e redução das emissões de gases do efeito estufa.

As duas maiores classes de mecanismo de incentivos à geração de eletricidade a partir de fontes renováveis, como a fotovoltaica, são os sistemas de cotas e os sistemas de preço. No caso de sistemas de cotas, o volume de eletricidade gerada é politicamente determinado e os preços são definidos, geralmente, pelo mercado. Em sistemas de preço, usualmente, os programas de incentivos são mantidos até que os custos de geração fotovoltaica se igualem aos custos médios de geração da matriz elétrica no país ou região. Outros mecanismos típicos são os procedimentos de conexão à rede com *net metering* e os subsídios ao investimento ou produção.

3.1 FEED-IN TARIFFS E O CASO DA ALEMANHA

O mecanismo de *feed-in tariff (FIT)*, ou tarifa prêmio, foi um dos principais instrumentos utilizados no mundo para promoção das fontes renováveis na geração de energia elétrica. As tarifas prêmio objetivam acelerar os investimentos em energias renováveis através de contratos de produção de eletricidade tipicamente baseados no custo de geração de cada tecnologia. No caso da fotovoltaica, por exemplo, aos produtores é oferecido um preço mais elevado por MWh produzido, refletindo os maiores custos de produção desta fonte. Normalmente, os contratos com tarifa prêmio incluem cláusulas de redução de preços ao longo do tempo, com o intuito de forçar ou incentivar desenvolvimentos que levem a redução do custo de geração da fonte.

Embora tenha sido implementado pela primeira vez no final dos anos 1970, nos Estados Unidos, o mecanismo de tarifa prêmio se tornou popular após o sucesso da Lei Alemã de Energias Renováveis de 2000, uma reforma da lei anterior, dos anos 1990. O modelo alemão consiste na estimação de preço baseado no custo de produção de cada uma das fontes renováveis e incorpora uma redução deste valor ao longo do tempo baseada nas estimativas de diminuição de custo. Os contratos são de longa duração, 20 anos, e existem diferenças nas tarifas com base no tamanho e na aplicação do projeto. Além disso, os operadores da rede devem dar prioridade às plantas solares que desejem se conectar ao sistema de distribuição de energia elétrica alemão.

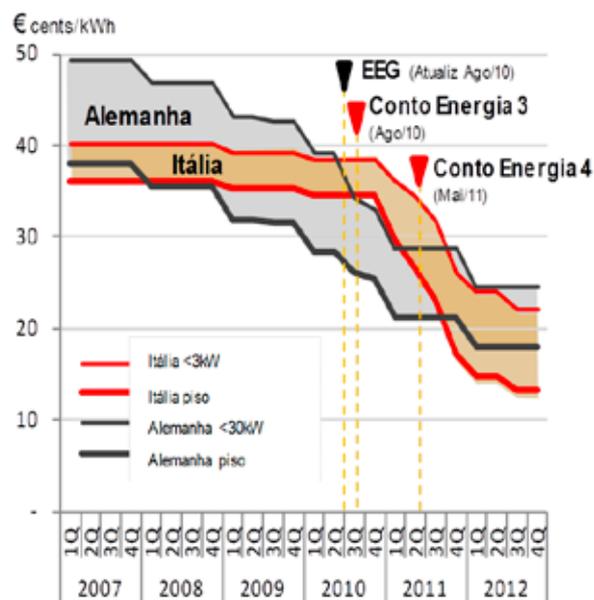


Fig. 3.1 – Tarifas feed-in para Alemanha e Itália. (Fonte: divulgação das tarifas de cada país).

Após a adoção do mecanismo de tarifas prêmio, a Alemanha se tornou, rapidamente, um dos principais mercados para a indústria fotovoltaica no mundo (superada pela Itália em 2011, embora esse movimento não deva se repetir em 2012, pois a Itália vem cortando mais fortemente as tarifas prêmio). Especula-se que o custo de geração fotovoltaica no país já esteja se aproximando da paridade com outras fontes, o que gera um intenso debate sobre o tamanho da redução nos preços dos contratos neste ano.

De acordo com os dados da German Solar Industry Association (BSW Solar), a geração de eletricidade a partir da fonte solar fotovoltaica atendeu a demanda de mais de 3,4 milhões de domicílios no país em 2010, com 12 mil GWh produzidos (mais de 2% do total de eletricidade gerada no país). O volume de emissões de CO₂ evitadas no ano foi estimado em 6,2 milhões de toneladas, um crescimento de 78% em relação a 2009. Quase oito pessoas foram empregadas por MWp instalado no ano, resultado bastante inferior ao observado para os Estados Unidos (~ 55 empregos/MWp). A figura seguinte mostra claramente o impacto da adoção do mecanismo de tarifa prêmio sobre o desenvolvimento do mercado.

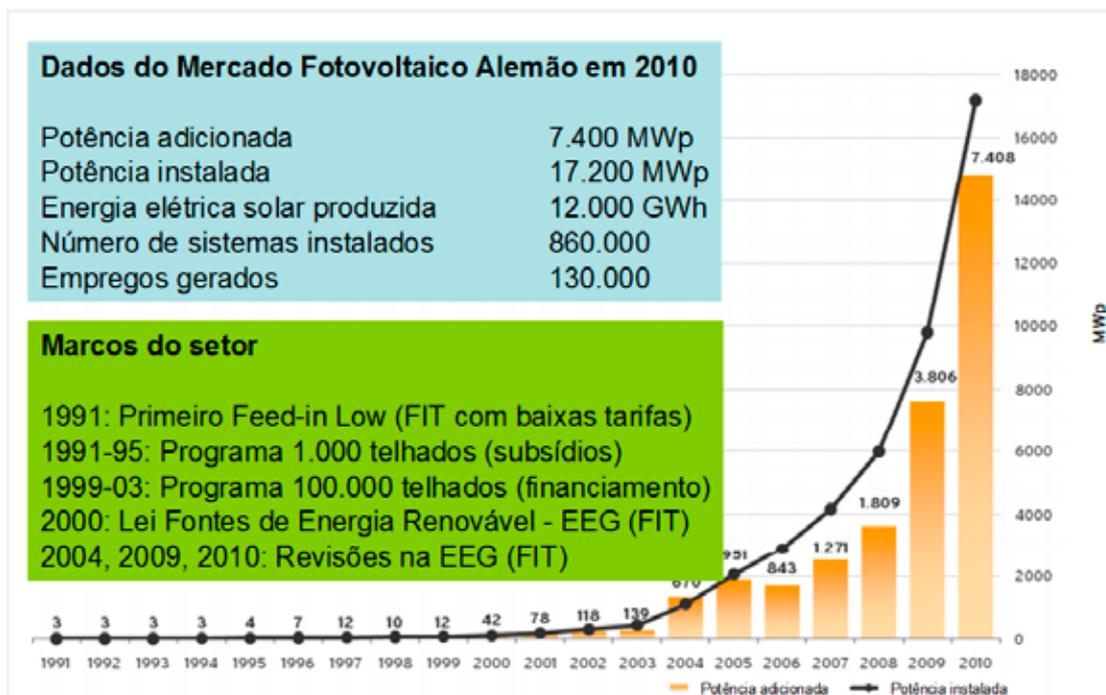


Fig. 3.2 – Dados do mercado fotovoltaico alemão em 2010. (Fonte: BSW Solar / www.solarwirtschaft.de).

Em 2010, existiam 10 mil empresas envolvidas na cadeia fotovoltaica alemã, sendo aproximadamente 200 produtores de células, módulos e outros componentes. São mais de 100 empresas envolvidas na produção de componentes BoS e centenas envolvidas com o desenvolvimento de projetos, integração de sistemas e instalação. De acordo

com a BSW Solar, a indústria fotovoltaica foi responsável por adicionar cerca de 10 bilhões de euros à economia alemã naquele ano (direta e indiretamente), e a arrecadação tributária representou por volta de 1,5 bilhão de euros.

Embora o retorno sobre o investimento no setor fotovoltaico esteja estimado em mais de 20%, as incertezas sobre o futuro dos incentivos na região, os preços de módulos e questões regulatórias, deverão gerar bastante volatilidade no curto prazo neste mercado. Este fato revela a importância da estabilidade para o desenvolvimento do mercado. A opção da Alemanha pelo mecanismo com contratos longos e a adoção de regras claras para redução de preços pagos ao investidor foi fundamental para constituir o nível de estabilidade necessário para permitir o aumento do número de investimentos no setor.

A expectativa da BSW Solar (2011) é de que a produção de módulos na Alemanha quase triplique ao longo da próxima década, chegando a 8.600 MWp em 2020. Enquanto isso, a produção de inversores deverá dobrar no mesmo período, chegando a quase 20 GWp em 2020. A associação prevê uma importante mudança no perfil da indústria, que atualmente produz majoritariamente para atender a demanda doméstica, deverá dedicar quase 90% da sua produção de inversores para o mercado externo.

Ao longo dos últimos cinco anos, o preço do módulo fotovoltaico para o consumidor final caiu pela metade na Alemanha, chegando a 2,2 euros por kWp em um sistema instalado em telhado com mais de 100 kWp (desconsiderando impostos e taxas). A redução de preços não se relaciona apenas ao mecanismo de redução da tarifa prêmio, mas principalmente ao desenvolvimento tecnológico e ganho de escala na produção doméstica. O preço também se reduz para permitir melhores condições de competição em relação aos produtos asiáticos que conseguem operar com custos bastante reduzidos.

As tarifas prêmio têm sido utilizadas em mais de 50 países com o intuito de incentivar os investimentos em energias renováveis. Uma diversidade de países vem adotando este mecanismo ao longo dos últimos três ou quatro anos. Na Europa, esta modalidade de incentivo também tem sido utilizada em países como Itália, República Tcheca, Reino Unido, França e Espanha. Na África, África do Sul e Uganda estavam usando tarifas prêmio para projetos de pequena escala (na África do Sul, o sistema foi abandonado em favor do mecanismo de leilões específicos). Ainda destacam-se os projetos de tarifa prêmio na Argélia, algumas regiões da Austrália, Canadá, China, Índia, Irã, Israel, Tailândia, Ucrânia e Estados Unidos. Diversos destes países estão adotando esquemas mistos, que envolvem tarifas prêmio associadas a medidas de cotas de energia desejadas ou incentivos/subsídios ao mercado.

3.2 LEILÕES E A MISSÃO SOLAR NACIONAL NA ÍNDIA

O programa Jawaharlal Nehru National Solar Mission é uma expressiva iniciativa do governo indiano para promover a introdução de fontes de energia renováveis na matriz energética nacional, além de enfrentar os desafios de segurança energética. O programa, que tem como objetivo tornar a Índia um dos líderes mundiais na indústria solar, deverá instalar em sua primeira fase um total de 1 GW em plantas fotovoltaicas. Os projetos serão selecionados através de leilões e, embora existam controvérsias, deverão contar com índice de nacionalização da ordem de 60%.

Os leilões para fontes específicas já foram realizados no Brasil, atendendo à demanda das distribuidoras através da geração eólica e através de biomassa, por exemplo. A discussão sobre leilões foi realizada no capítulo 4 deste trabalho.

Os produtores locais de equipamentos estão otimistas com o programa e diversos *players* globais estão indicando aumento na sua participação no mercado local. A cadeia produtiva indiana tem se beneficiado da presença de grandes atores globais em áreas correlatas, como os produtores de equipamentos para geração eólica. Em razão das elevadas temperaturas observadas no país, as células de filme fino estão sendo consideradas como as mais adequadas para a geração. Esta situação demonstra claramente o ambiente extremamente propício para os investimentos em geração fotovoltaica e o grande interesse por parte dos investidores, que enxergam uma excelente oportunidade neste mercado.

A Índia pode estar se posicionando como um dos líderes globais do segmento fotovoltaico, dentro de poucos anos, por conta de um programa desenhado para gerar demanda enquanto foca o desenvolvimento de sua cadeia produtiva. Um dos desafios atuais está em alinhar as propostas políticas com uma estrutura de financiamento eficiente que permita atingir os objetivos do seu programa "Missão Solar". Nesse sentido, a Indian Renewable Energy Development Agency (IREDA) tem atuado através de financiamento e *leasing* para a compra de sistemas fotovoltaicos no país.

3.3 SUBSÍDIOS À PRODUÇÃO E O PROJETO GOLDEN SUN NA CHINA

O programa de incentivos à instalação de plantas fotovoltaicas na China foi instituído em 2009, juntamente com um plano para promover a instalação de módulos em telhados (Solar Roofs Plan). Os subsídios seriam da ordem de 50% do valor do investimento em sistemas de geração. Em áreas remotas, com sistemas *off grid*, o subsídio poderia che-

gar a 70%. De acordo com o plano, esperava-se atingir uma capacidade total de 500 MW, com o volume de subsídios de 10 bilhões de yuans (aproximadamente 1,6 bilhões de dólares). Especula-se que cerca de metade das plantas fotovoltaicas do país foram instaladas desde então, embora ainda existam críticas a respeito dos projetos apresentados dentro do programa e sua capacidade de geração.

Em 2011, o governo chinês introduziu o mecanismo de tarifa prêmio, com redução de preços acompanhando a queda de custos. O primeiro corte deve acontecer no início de 2012.

A maior parte da produção de equipamentos da indústria fotovoltaica chinesa, ao longo deste período, foi absorvida pela demanda externa. Por exemplo, estima-se que mais de 80% dos módulos chineses foram enviados para Europa. Em 2010, a China produziu 10 GWp em módulos, sendo que menos de 1 GWp foram instalados no próprio país. A figura abaixo mostra claramente o avanço dos produtos chineses. Entre 2009 e 2011, a participação da China na produção de módulos instalados na Califórnia passou de menos de 10% para quase 40%.

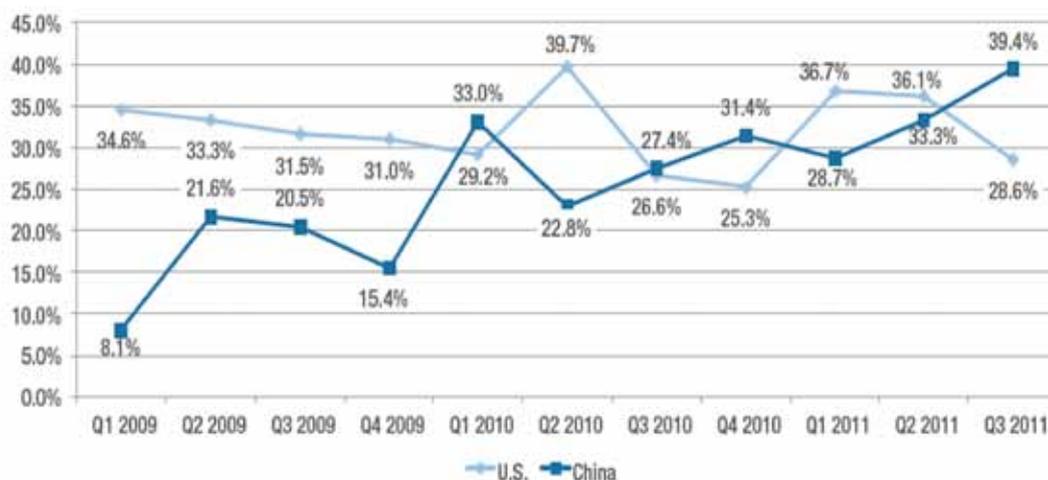


Fig. 3.3 – Share no mercado de módulos nas instalações do California Solar Initiative, por local de produção. (Fonte: California Solar Initiative, GTM Research).

Porém, devido aos elevados esquemas de incentivos, o alto nível de insolação (particularmente no noroeste e sul) e o baixo custo de produção do país (principalmente, por conta das economias de escala que podem ser obtidas), há grande potencial para que China veja crescer sua própria demanda por instalações fotovoltaicas no curto prazo.

Mesmo com anúncios de cortes nos esquemas de subsídios do Golden Sun e redução nas tarifas prêmio para 2012, o mercado continua otimista com a produção chinesa. A estimativa é de que mais 5 GW deverão ser instalados este ano no país. A expectativa do governo chinês é de se atinja uma capacidade instalada de 10 GW em 2015.

No Japão, onde os subsídios foram adotados entre 1994 e 2003, a capacidade instalada em plantas fotovoltaicas colocou o país como líder mundial em 2004. Porém, a experiência do país mostrou que depois de um período de intervenção governamental, a indústria japonesa ficou estagnada. Ainda assim, em 2011, o Japão continua representando 6% da capacidade instalada mundial, atrás apenas de Itália, Alemanha, China e Estados Unidos. No momento, as preocupações no Japão se voltam para as condições de competitividade em relação à China, uma vez que cerca de dois terços da produção de equipamentos no Japão são direcionados para o mercado externo.

3.4 INICIATIVA SOLAR NOS ESTADOS UNIDOS: *NET METERING*, CRÉDITO E INCENTIVOS TRIBUTÁRIOS

Os Estados Unidos são um dos maiores mercados de energia solar fotovoltaica no mundo e contam com uma diversidade de programas de incentivos. Em 2008, o Departamento de Energia do governo norte-americano (DoE) anunciou o investimento de um montante de US\$ 17,6 milhões em seis companhias que seriam incubadas dentro do projeto chamado *Solar America Initiative*. O objetivo do programa é tornar a energia solar fotovoltaica competitiva – em relação a outras formas de energia –, através do desenvolvimento tecnológico, até 2015.

Devido ao elevado nível de competitividade do mercado fotovoltaico global, 2011 foi marcado pelo fechamento de algumas empresas, particularmente aquelas que eram menos competitivas em termos de custo de produção ou envolvidas na comercialização de tecnologias com baixa penetração no mercado e pouca experimentação para além das linhas laboratoriais. Em setembro de 2011, a Solyndra, pequena produtora de módulos baseados na tecnologia CIGS, faliu. A empresa era uma das beneficiárias de empréstimos dos governos federal e estadual, e sua falência levantou uma série de questionamentos sobre os incentivos e o papel do setor solar fotovoltaico nos Estados Unidos.

Sob um acirrado ambiente competitivo, no final de 2011, a empresa SolarWorld, conjuntamente com outras seis empresas, entraram com uma ação *antidumping* contra empresas chinesas produtoras de células e módulos baseados em silício cristalino. A alegação é de que estas empresas são beneficiárias de subsídios ilegais em seu país de origem acarretando prejuízo à livre concorrência.

As discussões derivadas do caso Solyndra e da ação *antidumping* ainda estão em curso salientando o caráter altamente competitivo e estratégico desta indústria. Com rela-

ção ao caso da Solyndra, cabe ressaltar que este pode se tratar apenas do reflexo das forças de mercado presentes em qualquer setor com escala global (empresas pouco competitivas dificilmente se mantêm no mercado) e não leva a conclusões negativas a respeito dos sistemas de incentivos norte-americanos.

3.4.1 **Crédito e incentivos tributários**

Os programas de incentivo ao mercado fotovoltaico nos Estados Unidos seguem basicamente a linha de condições especiais de financiamento ou incentivos tributários. No primeiro tipo, destacam-se projetos como o *Property Assessed Clean Energy* (PACE) que funciona como um empréstimo tomado diretamente de governos locais para a compra de equipamentos que usem energia renovável ou que melhorem a eficiência energética. Esse tipo de programa está em operação em cinco Estados atualmente (Califórnia, Colorado, Maine, Nova York e Wisconsin).

Mais da metade dos Estados norte-americanos possuem políticas de incentivo via transferências diretas, que podem ser via descontos, empréstimos ou incentivos baseados em desempenho. Estes incentivos geralmente cobrem de 20% a 50% do custo total do sistema e foi o principal responsável, de acordo com o DoE, pela expansão do mercado fotovoltaico no país.

O programa do Estado de Nova York, *Energy \$mart Loan Fund*, prevê redução nas taxas de empréstimos utilizados para a aquisição de sistemas fotovoltaicos. As taxas podem ser até 4 (quatro) pontos percentuais mais baixas que as utilizadas em empréstimos normais. Em Orlando, consumidores podem fazer empréstimos de até US\$ 20.000, com taxas de juros de 2% a 5,5%, por um período de 10 anos, para aquisição de sistemas fotovoltaicos. Esses empréstimos são pagos diretamente nas contas de luz pagas à distribuidora.

Outra política bem comum no país são os incentivos fiscais/tributários. Em Nova York, proprietários podem deduzir dos impostos sobre o edifício 20% dos gastos com instalação de sistemas fotovoltaicos, ao longo de quatro anos. Oregon, Arizona, Maryland e Ohio possuem mecanismos semelhantes. Outra forma de incentivo fiscal é através de descontos nas taxas que recaem sobre a compra de equipamentos utilizados no sistema fotovoltaico. Em 20 Estados, há uma completa eliminação das taxas estaduais que recaem sobre equipamentos fotovoltaicos.

3.4.2 **Net metering**

Na maior parte dos Estados norte-americanos existe *net metering*. O Estado de New Jersey se destaca como o principal mercado demandante de energia solar fotovoltaica e

conta com as regras mais liberais de *net metering* no país. Por sua vez, a Califórnia é líder no número de domicílios com módulos instalados, principalmente por conta do programa estadual de instalação de um milhão de sistemas em telhados (*roof top*).

O *net metering* é uma forma de incentivo ao consumo de energia solar fotovoltaica que consiste na injeção à rede do excesso de eletricidade gerado pelo consumidor, usualmente através de créditos em kWh. Estes créditos são usados para compensar o consumo de energia da rede, quando o sistema não está gerando. É necessária a existência de um medidor que seja capaz de registrar o consumo e geração da instalação (consumo líquido bidirecional).

Atualmente, cerca de 40 Estados no país contam com políticas de *net metering*. No caso de New Jersey, o governo permite o uso de *net metering* em sistemas de até 2 MW para todos os tipos de consumidores. Todo o excesso injetado na rede é creditado na conta de luz do mês posterior, sem limites. Estima-se que esta política levou a instalação de mais de 3.500 sistemas nos últimos anos no Estado.

3.4.3 Certificados de energia renovável

O mecanismo de tarifa prêmio é aplicado em alguns Estados americanos. A Califórnia, dentro do programa California Solar Initiative, cujo objetivo é instalar 3 GW de energia fotovoltaica até 2016, foi o primeiro Estado a adotar a política. Outros Estados como Florida, Hawaii, Maine e Vermont, adotam a política. Oregon adotou uma política de incentivo via volume de energia produzida.

Uma alternativa ao mecanismo de tarifa prêmio, mais populares na Europa, são os certificados de energia solar renovável (SRECs, na sigla em inglês). A diferença chave entre estes mecanismos, é que no caso dos SRECs, o próprio mercado é responsável pela precificação da energia solar gerada (no esquema de tarifa prêmio, o governo determina o preço da energia).

O primeiro programa que incluía SRECs foi implementado em New Jersey, em 2005. Atualmente, os Estados de Maryland, Delaware, Pensilvânia, Ohio, Massachussets e Carolina do Norte possuem este mecanismo. Nestes Estados existem legislações específicas para a energia solar.

Os certificados são produzidos a cada 1.000 kWh de produção de um sistema fotovoltaico, uma vez que este sistema seja registrado e certificado por agências regulatórias locais. Dependendo da legislação específica do Estado, os parâmetros do certificado são obtidos através de medição ou estimativa. De forma geral, os sistemas podem ser

registrados em outros Estados que possuem o mesmo mecanismo, de forma que o certificado possa ser obtido no local onde os preços sejam mais atrativos.

A oferta de SRECs em um Estado é determinada pelo número de sistemas instalados e qualificados a produzir os certificados. A demanda é determinada pelo próprio Estado, tipicamente através da definição de certo percentual de participação da fonte fotovoltaica na matriz elétrica estadual. O preço de mercado é determinado através da relação entre oferta e demanda.

3.4.4 Incentivos à Indústria

Estados e governos locais tem utilizado uma grande variedade de incentivos para encorajar a instalação ou expansão de indústrias da cadeia fotovoltaica, como forma de melhorar o desempenho econômico da região, criar empregos, aumentar o acesso às fontes de energia renováveis e colaborar com políticas de combate às mudanças climáticas. Estes incentivos são geralmente apresentados na forma de empréstimos, financiamento e reduções tributárias de maneira semelhante ao apresentado para consumidores. Estes mecanismos também costumam ser utilizados para financiar pesquisa e desenvolvimento.

Atualmente, por volta de 20 Estados norte-americanos possuem programas de incentivos deste formato e os fundos são construídos pelos governos estaduais, na maior parte dos casos. Os programas podem liberar empréstimos desde US\$ 10.000 para pequenas empresas com projetos pré-comerciais, até US\$ 25 milhões, em crédito fiscal, para companhias que estejam construindo novas plantas.

Em Washington, por exemplo, dois programas, o Washington State's Tax Abatement for Solar Manufacturers e o Renewable Energy Production Incentives, foram desenhados para incentivar a produção de equipamentos e componentes no Estado. O abatimento nas taxas cobradas no Estado leva a uma redução de até 43% no custo total do sistema que conte com módulos ou inversores produzidos no Estado.

Os resultados práticos das políticas listadas para os Estados Unidos podem ser observados na figura seguinte, que mostra o expressivo crescimento na potência instalada no país entre 2001 (quando a maior parte das políticas começou a ser aplicadas) e 2010. Além disso, destaca-se a posição de empresas norte-americanas nas listas de maiores produtores globais de diversos componentes da cadeia fotovoltaica, particularmente na produção de células e módulos.

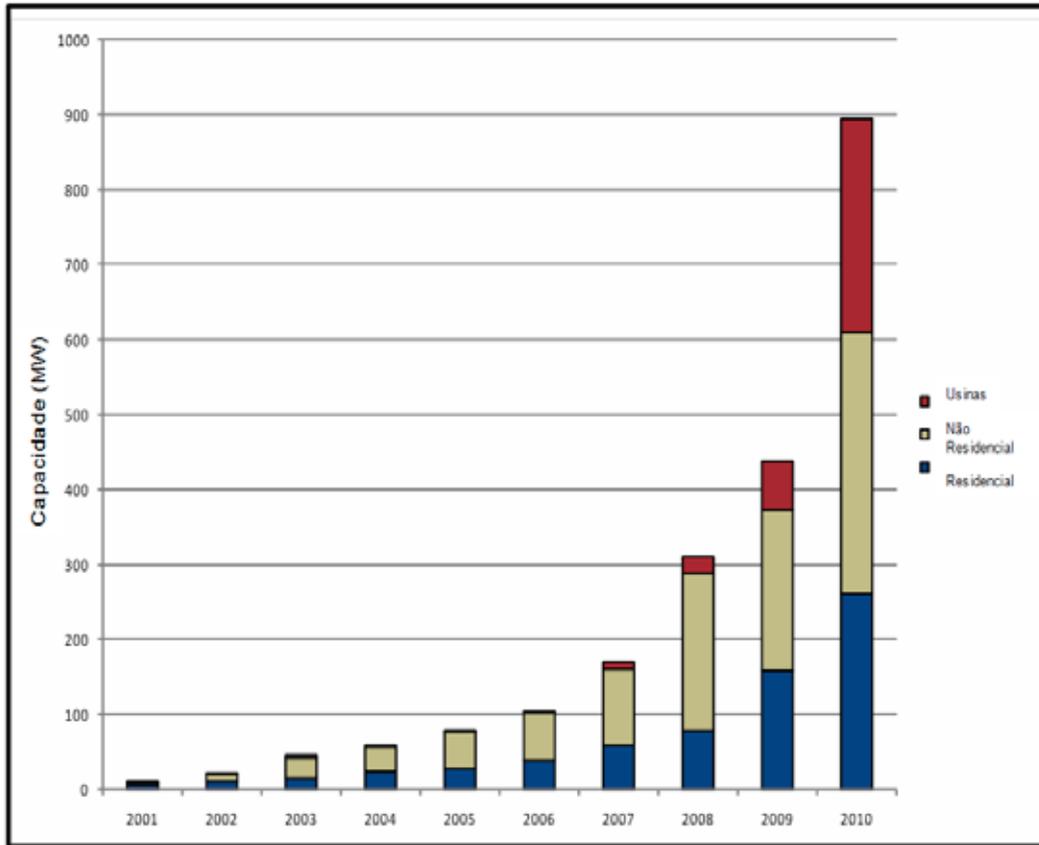


Fig. 3.4 – Potência instalada em geração fotovoltaica, por setor (Fonte: IREC Report 2011).

4. Estratégias de Inserção

A fonte solar fotovoltaica vem ocupando posição de destaque entre as opções para geração com baixo impacto ambiental. O número de instalações tem crescido exponencialmente ao longo da última década e é cada vez maior o número de investidores interessados no desenvolvimento de projetos ligados à indústria fotovoltaica.

Este relatório buscou levantar as principais questões que permeiam o segmento com o intuito de identificar as potencialidades e dificuldades para inserção da energia solar fotovoltaica na matriz elétrica brasileira. Neste sentido, o primeiro capítulo mostrou o histórico da energia solar fotovoltaica no Brasil, delimitou os principais pontos positivos do uso desta fonte para o sistema elétrico brasileiro, além das principais barreiras presentes no mercado nacional à inserção da fonte. O capítulo seguinte, o segundo, aprofundou a análise econômica, discutindo questões relativas ao custo de geração distribuída, a viabilidade regional da instalação de sistemas fotovoltaicos e os preços estimados para um provável leilão.

Na sequência, o capítulo três, descreveu rapidamente as experiências mais relevantes com programas de incentivos adotados nas principais economias globais e nos países onde a energia fotovoltaica já está em um processo mais avançado de inserção. Neste último capítulo, o trabalho irá se deter na discussão objetiva da inserção da energia solar fotovoltaica na matriz elétrica nacional, ocupando-se, principalmente, com a proposição de políticas industriais e a análise de seus resultados esperados. Desta maneira, este capítulo final se coloca como uma síntese da análise que vem sendo realizada ao longo deste relatório, e apresenta a conclusão e discussão propositiva do trabalho.

4.1 INDÚSTRIA FOTOVOLTAICA NACIONAL

É notável que nos países europeus – como Itália e Alemanha, nos quais a incidência de irradiação solar é baixa relativamente à existente em países do hemisfério sul como Brasil e outros da América do Sul e África – haja forte crescimento do parque instalado de energia solar fotovoltaica, enquanto a penetração desta fonte de energia é praticamente inexistente por aqui. Estimativas preliminares de consumo aparente (a partir de dados físicos da importação de módulos fotovoltaicos da SECEX somada à incipiente produção doméstica) dão conta de uma **demanda doméstica de no máximo 7 MWp**

em 2011, ao passo que a capacidade instalada na Alemanha – em locais, reforça-se, nos quais a irradiação solar dos melhores parques chega a ser inferior à dos piores locais de irradiação brasileiros – já se aproxima dos 25.000 MWp acumulados até 2011. Dadas as condições atuais de competitividade da energia fotovoltaica, claro está que essa diferença apenas se explica pela disposição daqueles governos para incentivarem a inserção da fonte solar fotovoltaica em suas matrizes elétricas, haja vista a necessidade de diversificação e, sobretudo, de inclusão de fontes renováveis.

No Brasil, distintamente dos países europeus, sabe-se que a matriz elétrica é historicamente “limpa”, baseada fortemente na fonte hidrelétrica e, mais recentemente, podendo contar cada vez mais com fontes diversificadas com origem em biomassa e energia eólica. Assim, o apelo ambiental se torna menos atrativo na discussão do planejamento elétrico brasileiro.

No entanto, vai se tornando cada vez mais clara a oportunidade de explorar a energia fotovoltaica no Brasil, não apenas pela alta incidência de irradiação, que é sem dúvida um fator relevante, mas também pela firme trajetória de aumento de eficiência e queda dos custos de implantação de módulos e sistemas fotovoltaicos em nível internacional e nacional. Some-se a estes fatores de atratividade a presença no Brasil de vasta disponibilidade de matérias-primas na base da cadeia fotovoltaica e o elevado potencial de mercado dadas as dimensões territoriais e as taxas de crescimento sustentáveis desde a estabilização política e econômica.

A observação da dinâmica recente da energia solar no mercado global revela a importância que a indústria fotovoltaica vem assumindo ao longo da última década. Uma diversidade de países vem se empenhando na estruturação de políticas que visam ao aumento da participação desta fonte de energia em suas respectivas matrizes elétricas. Nos Estados Unidos, uma enorme gama de políticas de incentivos, de cunho tributário e financeiro, vem sendo adotada desde 2001, resultando em um crescimento exponencial das instalações fotovoltaicas no país. Ao mesmo tempo, uma grande quantidade de plantas industriais, de todos os segmentos da cadeia, tem se instalado no país, com destaque para o Estado da Califórnia.

Na Ásia, a China se converteu em um dos principais mercados produtores de equipamentos para o setor, através do estabelecimento de uma agenda que inclui pesados investimentos em transferência e desenvolvimento tecnológico, elevado volume de subsídios e metas explícitas de crescimento. Como em quase todos os segmentos industriais em que atua, a indústria chinesa se beneficia de seu posicionamento global, do tamanho de sua economia e elevada disponibilidade de força de trabalho – além das características particulares de seu planejamento estatal –, o que garante uma escala produtiva que a torna altamente competitiva no âmbito global.

Também na Ásia, a Índia vem se firmando com rapidez como um dos protagonistas deste setor, a partir de um plano ambicioso baseado em metas de instalação de sistemas e leilões específicos com exigências de índices de nacionalização da ordem de 60%. Atraídos pelo potencial de mercado indiano e de olho no crescimento global deste segmento, empresas indianas que atuam em áreas correlatas (como a de equipamentos para a indústria eólica e fabricantes de componentes e materiais eletrônicos), bem como outros competidores globais, já se encontram em franco processo de expansão de sua capacidade de produção no país.

No Brasil, para além do potencial do mercado de energia fotovoltaica em si, há que se ressaltar a forte interação entre este setor e a cadeia de valor da indústria de componentes eletrônicos, sobretudo semicondutores, via associação direta na cadeia de purificação do silício. Assim, seria possível explorar um espaço de desenvolvimento de mercado ainda mais vasto do que se revelam as expectativas para o setor de energia solar se incluirmos os mercados de componentes eletrônicos – segmento, aliás, no qual a balança comercial brasileira é franca e crescentemente deficitária.

Dadas as magnitudes quase desprezíveis da demanda e das instalações fotovoltaicas atualmente no Brasil, salta à vista a necessidade de ações que permitam despertar os atores nacionais e globais para o elevado potencial de assimilação de tecnologia e geração de valor adicionado na produção local dos diversos elos desta cadeia, com respectiva expansão da geração de empregos qualificados, saldos comerciais (via exportações ou substituição de importações) e arrecadação de impostos e tributos. A importância fundamental do fator **escala produtiva** neste segmento nos leva a concluir que a inserção do Brasil neste setor apenas se dará com **incentivos paralelos à demanda** (via criação e contínuo aperfeiçoamento de um ambiente regulatório e comercial favorável à penetração da fonte fotovoltaica em instalações residenciais e comerciais – microgeração distribuída; abertura à participação em leilões de energia nova, em especial em leilões específicos num primeiro momento) **e à oferta**, via incentivos diretos à produção local da maior parcela possível de partes e componentes desta cadeia de valor, partindo de programas já existentes de política industrial e tecnológica e outros que serão sugeridos. Estes temas serão avaliados ao longo deste capítulo.

* * *

A análise de informações divulgadas pelo mercado mostra que o ritmo de crescimento da demanda nacional deverá continuar lento por uma diversidade de questões: apesar da redução de preços, o investimento para instalação de um sistema fotovoltaico é elevado, particularmente para os consumidores residenciais; os agentes distribuidores ainda possuem algumas restrições em relação à fonte, por conta de uma visão de que a geração distribuída resulta na redução de seu mercado cativo; falta de políticas

específicas de financiamento e modelos de comercialização adequados, e; aspectos culturais, relacionados ao pouco conhecimento por parte do consumidor sobre a fonte fotovoltaica como opção de geração elétrica.

Assim sendo, permitir que o setor se desenvolva baseado somente nas forças de mercado existentes resultará numa curva de crescimento bastante tímida. Os riscos associados a esta escolha estão relacionados principalmente à perda do *timing*. Como já salientado, os investidores globais estão se posicionando fortemente e a curva de aprendizado do setor é altamente acelerada. Neste ambiente, o Brasil corre o risco de perder a oportunidade de se posicionar como um ator dentro de uma indústria altamente estratégica (não só pelos atributos específicos da geração fotovoltaica, como também da potencial interação que os elos da cadeia produtiva apresentam com outros segmentos industriais, como a microeletrônica, elencada entre as prioridades setoriais da política industrial brasileira). Alguns analistas de mercado acreditam que o Brasil já está atrasado neste processo.

Outro aspecto negativo da escolha de um modelo de crescimento da demanda liderado somente por forças de mercado presentes é o provável não adensamento da cadeia produtiva local. Dessa maneira, resulta-se em um desenvolvimento do mercado que não envolve transferência e desenvolvimento tecnológico, geração de empregos de alto nível de qualificação, além dos elementos multiplicadores da renda provocados pela movimentação de economias locais. O fato principal, apontado pela maior parte dos agentes que atuam ou potencialmente poderiam atuar no mercado nacional, é que a baixa demanda por sistemas fotovoltaicos não alcança a escala necessária para a instalação de plantas produtivas competitivas em nível global. Este modelo resultaria, portanto, em um provável crescimento das importações de equipamentos, que hoje chegam com preços muito mais baixos no Brasil, com efeitos bastante negativos sobre a balança comercial.

Por conseguinte, a atuação do setor público no sentido de se acelerar a demanda por sistemas fotovoltaicos teria como resultados positivos a possibilidade de inserção do Brasil como um ator no crescimento da indústria fotovoltaica mundial e o desenvolvimento de uma cadeia produtiva, altamente estratégica, com sinergias importantes com outros setores, também estratégicos, e seus resultados positivos, relativos à geração de emprego e renda no mercado nacional.

Restam então duas questões:

- (i) **como acelerar a demanda doméstica** por sistemas fotovoltaicos (seção 4.2), e;
- (ii) construir, a um só tempo, um **modelo de crescimento que permita o adensamento da cadeia produtiva**, ou seja, a inclusão e envolvimento de produtores locais de componentes e equipamentos da cadeia fotovoltaica (seção 4.3).

4.2 ACELERAÇÃO DA DEMANDA

4.2.1 Interlocução e coordenação estratégica – agenda

É fundamental que, em um primeiro momento, desenvolva-se dentro dos órgãos públicos competentes uma agenda conjunta que estabeleça metas objetivas e claras para o setor fotovoltaico. Em trabalho desenvolvido pela LCA Consultores para a ABINEE em 2011, contendo proposições para o desenvolvimento da indústria doméstica de componentes elétrico-eletrônicos, já se propunha uma interlocução e coordenação estratégicas entre agentes de Governo e privados (setores demandantes e fabricantes). Pela similaridade entre os mercados, a proposição de uma agenda de atuação conjunta para o setor fotovoltaico também é essencial para garantir uma convergência de interesses distintos, que una a diversidade de ministérios, agências e atores privados envolvidos neste mercado.

O Plano Brasil Maior, que incorpora a política industrial do período entre 2011 e 2014, é um exemplo palpável de como esta agenda pode ser construída. O plano, coordenado pelo Ministério de Desenvolvimento, Indústria e Comércio (MDIC), com a participação dos Ministérios de Ciência, Tecnologia e Inovação (MCTI), Planejamento, Orçamento e Gestão, Fazenda e Casa Civil, é a continuidade das políticas anteriores de cunho setorial: Política Industrial, Tecnológica e de Comércio Exterior (PITCE), de 2004, e a Política de Desenvolvimento Produtivo (PDP), de 2008. O plano desenha metas que possuem relação com o comércio exterior, a defesa da indústria e do mercado interno e com investimento e inovação, através de uma série de medidas e objetivos para o período considerado.

O plano compreende ações transversais, que objetivam o aumento da eficiência produtiva da economia como um todo, e ações setoriais, com base nas características, oportunidades e desafios dos setores listados como prioritários.

Este trabalho se posiciona como um instrumento a ser utilizado como base para definição de ações setoriais. Neste sentido, o setor fotovoltaico pode se aproveitar de uma série de medidas já propostas para setores correlatos ou ainda, preferencialmente, ser elencado entre os setores prioritários do plano, garantindo um conjunto de medidas específicas para o setor.

4.2.2 **Leilão específico**

Uma vez definida esta agenda, trata-se de buscar resposta para a primeira questão proposta: como acelerar a demanda por sistemas fotovoltaicos.

Este processo, que ocorre de forma paralela às propostas para solução da segunda questão deixada em aberto, poderá ser gerenciado em duas frentes. Em primeiro lugar, seria desejável uma atuação direta do Ministério de Minas e Energia (MME) no sentido de realizar um leilão para a fonte fotovoltaica, com capacidade a ser contratada decidida pelo Governo como instrumento de política energética e industrial. Embora existam resistências com relação à realização de um leilão exclusivo para a fonte, principalmente por conta do preço estimado, como já abordado anteriormente, o volume de energia negociado funcionaria como uma garantia de demanda mínima para atendimento das exigências de escala para instalação local das unidades produtivas, principalmente de módulos.

O objetivo seria colocar o Brasil na "vitrine" da área solar, aproveitando-se deste período de retração do mercado, principalmente devido à crise na Europa. Os leilões serviriam principalmente para apontar as melhores tecnologias para o Brasil, isto é, aquelas capazes de produzir mais energia ao menor custo, com benefício direto aos consumidores brasileiros. Como visto anteriormente, a corrida tecnológica, tanto na melhoria dos processos de fabricação de células de silício, como na busca de materiais semicondutores mais econômicos ou soluções "híbridas" tem se intensificado bastante nos últimos anos. A promoção de leilões seria objetiva na avaliação das alternativas mais adequadas ao Brasil e abriria também a perspectiva de uma "tropicalização" de componentes, além do incentivo aos fabricantes nacionais de inversores, estruturas metálicas, cabos, disjuntores, quadros elétricos e outros equipamentos utilizados nas usinas fotovoltaicas.

4.2.3 **Geração distribuída**

Embora a realização do leilão possa ser um estímulo suficiente para dar início ao processo de aceleração da demanda, além de contribuir para a demanda mínima que permita a instalação de fábricas competitivas, este processo deve também envolver o estímulo ao mercado de geração distribuída.

Como discutido na seção anterior, as principais barreiras ao desenvolvimento da demanda doméstica por sistemas fotovoltaicos está na dificuldade de acesso ao produto final, por questões culturais e financeiras.

A queda de preços da energia solar fotovoltaica, em âmbito global, deixará para trás a barreira econômica para o uso de sistemas solares pelo lado da demanda. Por essa razão, torna-se crítico o Brasil estar preparado para aproveitar essa oportunidade, avançando desde já na revisão da regulamentação da pequena geração distribuída conectada para que o avanço não prejudique a operação das redes de distribuição.

Algumas medidas incluídas na Resolução Normativa ANEEL nº 482, de 17 de abril de 2012 serão fundamentais para incentivar e promover o uso da energia solar fotovoltaica na geração distribuída, dentre as quais:

- (a) Sistema de compensação nas faturas de energia (conceito do *net metering*): nos meses com produção maior que a demanda haverá crédito de energia (não financeiro) a ser deduzido da próxima fatura;
- (b) Simplificação do processo de registro de autoprodutor e as exigências atuais de licenciamento ambiental;
- (c) Etapas "Acesso" e "Informação Acesso" não obrigatórias para mini e micro geração distribuída. Parecer de Acesso emitido pela distribuidora, sem ônus para o acessante. Redução do prazo para a distribuidora emitir o Parecer de Acesso e efetivação da conexão;
- (d) Atribuição dada à distribuidora: responsabilidade pela coleta de informações de unidades geradoras junto aos micro e minigeradores e envio da ficha técnica e da declaração de operação da planta para a ANEEL, nos termos das Resoluções Normativas nos 390/2009 e 391/2009;
- (e) Dispensa da celebração do CUSD e CCD para as centrais que participem do Sistema de Compensação de Energia da distribuidora local, bastando um Relacionamento Operacional para instalações até 100kW e um Acordo Operativo para as instalações entre 100kW e 1.000kW;
- (f) Dispensa para centrais geradoras conectadas em baixa tensão da realização de estudos elétricos e operacionais para integração das plantas na rede até 100 kW. Exigência de estudo de curto-circuito e de medidor de 4 quadrantes para instalações entre 100kW e 1.000kW. Caso necessários, estudos de integração da geração distribuída serão feitos pela distribuidora, sem ônus para o acessante;

(g) Permissão para que a distribuidora contabilize a energia gerada e consumida por pequenos autoprodutores (até 1 MW) em pontos distintos, desde que as unidades consumidoras tenham o mesmo titular e estejam dentro de sua área de concessão. A regulamentação permitiu que usuários com titularidades diferentes transfiram estes créditos entre si, o que ampliará a possibilidade de formação de grupos (cotistas) interessados em desenvolver projetos de energia fotovoltaica, como indicado abaixo:

*IV - os montantes de energia ativa injetada que não tenham sido compensados na própria unidade consumidora poderão ser utilizados para compensar o consumo de outras unidades previamente cadastradas para este fim e atendidas pela mesma distribuidora, cujo titular seja o mesmo da unidade com sistema de compensação de energia elétrica, ou cujas **unidades consumidoras forem reunidas por comunhão de interesses de fato ou de direito.***

O prazo para a adequação das concessionárias de distribuição ao novo regulamento é de 240 dias contados a partir de 17 de abril de 2012.

4.2.4 Ajustes regulatórios

Para além das medidas listadas anteriormente, um conjunto de ajustes regulatórios são fundamentais para garantir o pleno desenvolvimento da geração fotovoltaica.

4.2.4.1 Geração solar de pequeno porte

4.2.4.1.1 Situação atual

Para efeitos deste relatório, entendemos como geração solar de pequeno porte aquela composta por empreendimentos de até 5 MW, que não são objeto de autorização ou concessão, porém apenas de comunicação ao poder concedente.

Conforme antecipado no terceiro capítulo, os principais obstáculos regulatórios para a instalação de usinas solares deste porte decorrem justamente da ausência de regulamentação específica. Esta ausência de regulamentação específica, por sua vez, cria para os produtores desta escala, ao menos em princípio, exigências que a rigor só fazem sentido para produtores de maior porte. Além disso, ela impede a padronização de exigências (no caso das conexões), o que por sua vez não permite que se possam obter ganhos de escala que viriam de projetos padronizados. O mesmo ocorre com as exigências ambientais, que nesta escala dependem de legislação estadual ou mesmo municipal.

4.2.4.1.2 Ajustes sugeridos

No caso particular da geração de pequeno porte, as regras propostas pela própria ANEEL na audiência pública parecem atender às necessidades prementes na área regulatória.

Com relação à questão do financiamento, o fato de que um empreendimento individual leva vários anos para se pagar torna a sua viabilidade em larga escala dependente da disponibilidade de formas específicas de financiamento. Este é um dos motivos apontados pelo deputado Felipe Bornier ao sugerir ao MME que a criação pelo BNDES de linha de crédito específica para o financiamento de investimentos em energia solar.

Instituir através do BNDES novas linhas de financiamento específicas para projetos solares, de ordem de R\$ 300 milhões por ano, até se atingir a geração de 3% da matriz elétrica brasileira. Atualmente, existe uma linha de financiamento de energia no BNDES para energias alternativas, todavia, não é específica para projetos solares, que têm características únicas.

Além destes ajustes já indicados, há uma mudança regulatória que tem como objetivo permitir uma avaliação adequada da competitividade da geração de origem solar. Trata-se da determinação do horário de ponta, que atualmente, no âmbito das distribuidoras, é decidido por cada distribuidora (sujeito à homologação da ANEEL), porém dentro de uma faixa limitada de horários, na qual a contribuição da geração solar no horário de ponta é ínfima, senão nula. No entanto, o horário de ponta efetivo evoluiu, e esta evolução foi bem mais acentuada em algumas distribuidoras e classes de consumo. A nova estrutura tarifária, a ser implementada pela ANEEL nas próximas revisões tarifárias²¹, permite que:

- (i) As distribuidoras determinem seu horário de ponta (sujeito sempre à aprovação da ANEEL) sem maiores restrições;
- (ii) Consumidores de baixa tensão possam optar pela chamada “tarifa branca”, que tem custo diferenciado (maior) nos horários de ponta. Esta combinação de eventos deveria permitir, em princípio, uma competitividade maior para a geração solar, na medida em que distribuidoras adotassem horários de ponta coincidentes com os horários de maior disponibilidade de energia solar. No entanto, a eventual introdução em grande escala da geração solar distribuída poderá dificultar a própria modificação do horário de ponta, conforme assinalado na próxima seção.

21 REN nº 464, de 22 de novembro de 2011.

4.2.4.1.3 Desafios

A Resolução Normativa ANEEL 482/2012, introduziu excelentes oportunidades para a viabilização da energia solar em instalações de pequeno porte. Ela permite contornar questões tais como a do status do produtor de energia em pequena escala (se produtor independente ou autoprodutor), dispensa o registro perante instituições setoriais e evita o pagamento de tributos e encargos normalmente associados à produção independente e ao consumo de energia elétrica.

Uma padronização dos procedimentos de licenciamento ambiental e a criação de formas de financiamento adaptadas às características da geração solar de pequeno porte permitiriam a ampliação dessas oportunidades, dando a eles escala e com isso possibilitando a produção de equipamentos e a redução dos custos.

A par dessas oportunidades, existem riscos que devem ser objeto de atenção. Entre eles, cabe mencionar:

- Tarifas binômias

Atualmente, os consumidores de baixa tensão (Grupo B) possuem tarifas monômias. Isto significa que eles são cobrados apenas pelos kWh consumidos, e a distribuidora deve recuperar seus custos, tanto de aquisição de energia como os referentes aos investimentos realizados na rede de distribuição, através de uma tarifa que remunera apenas a energia consumida. Na medida em que esses consumidores necessitem de menos energia em função da produção de geração solar distribuída, haverá menos energia consumida para remunerar as despesas referentes à chamada parcela "fio". Atualmente, a garantia que a distribuidora tem de que a parcela "fio" correspondente a esses consumidores será remunerada é a regra segundo a qual o consumo faturado de energia nunca pode ser inferior a 100 kWh em cada mês. No entanto, é possível que em algum ponto no futuro as tarifas passem a ser binômias, com esses consumidores pagando uma tarifa mensal fixa relativa aos investimentos realizados na rede, calculada com base em seu consumo máximo permitido, e uma tarifa de energia destinada a remunerar energia efetivamente consumida.

A tarifa binômica seria a mais correta no sentido estritamente técnico. No Brasil, ela não é adotada para consumidores do Grupo B (residenciais e demais consumidores de pequeno porte), porém em diversos países ela é paga por todos os consumidores²². Uma tarifa binômica alteraria os cálculos apresentados na seção 2.6.1, que indicam a viabili-

²² Por exemplo, na França as tarifas residenciais da EDF tem um componente fixo, denominado *abonnement*, que depende da potência máxima que pode ser consumida, e um componente variável, que remunera a energia consumida em cada mês.

dade de instalações solares para consumidores residenciais, já que uma parcela importante da despesa passaria a ser fixa, independentemente do volume de energia consumido. Cabe observar que a ABRADDEE sugeriu em sua contribuição à audiência pública que o faturamento das unidades consumidoras do Grupo B que venham a aderir ao sistema de compensação de energia seja realizado com aplicação de tarifas binômias.

- Custos e confiabilidade da distribuição

A questão da tarifa binômica ilustra um aspecto mais amplo da introdução da geração distribuída na forma de microgeração. Trata-se da possibilidade de que, a par da redução das perdas em distribuição e, eventualmente, da redução dos investimentos em reforços na rede, a presença desses geradores acabe por criar problemas de confiabilidade que exijam maiores investimentos por parte das distribuidoras e/ou afetem a qualidade do serviço prestado. As contribuições do Ministério da Fazenda e da ABRADDEE à audiência pública abordam esse tema.

Trata-se de uma questão que provavelmente não será importante no momento inicial da introdução da geração solar distribuída, mas que poderá adquirir uma dimensão significativa caso não sejam tomadas as devidas precauções e comecem a surgir incidentes em locais onde a penetração da energia solar se deu de forma mais acelerada. Neste caso, uma eventual percepção de que a energia solar estaria provocando aumentos nas tarifas e/ou degradação na confiabilidade na rede poderia provocar uma reação dos consumidores, e conseqüentemente uma regulação mais restritiva do que o necessário, que acabaria desestimulando a sua expansão.

- Queda acelerada de preços

Os preços da energia solar têm caído acentuadamente. Se por um lado esta queda indica uma perspectiva de plena competitividade dentro de alguns anos, por outro lado ela tende a afastar potenciais usuários em um primeiro momento. Como o preço final da energia é determinado essencialmente pelo investimento inicial, uma percepção de queda acentuada dos custos poderá levar os potenciais investidores a adiar suas decisões, com o objetivo de reduzir o custo de sua energia.

4.2.4.2 Usinas solares no Sistema Interligado Nacional

4.2.4.2.1 Situação atual

Esta seção trata de usinas solares construídas para injetar energia nas redes de transmissão e distribuição, sem estarem vinculadas a um consumidor específico. Sem perda de

generalidade, serão discutidas essencialmente as usinas com mais de 5MW, que necessitam de autorização do Poder Concedente.

O pleno aproveitamento do potencial de energia solar no caso destes empreendimentos apresenta vários obstáculos de natureza regulatória, já citados no capítulo anterior. Basicamente, esses obstáculos têm relação com o vácuo regulatório decorrente do fato de que as regras foram originalmente elaboradas para um sistema com dois tipos básicos de usinas – hidrelétricas e termelétricas – sendo as demais usinas consideradas como de pequeno porte, “embutidas” nas redes de distribuição. Mais recentemente, foram criadas regras específicas para usinas de biomassa e usinas eólicas, mas não para usinas solares. Com isso, essas usinas são excluídas dos leilões de energia nova, que são responsáveis pelo atendimento a pelo menos 75% do aumento da demanda do sistema.

Outra possibilidade de viabilização da geração solar seria através da venda de energia aos chamados consumidores especiais, na qualidade de geradores incentivados. O incentivo, no caso, corresponde hoje a 50% das tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição aplicáveis tanto ao vendedor como ao comprador da energia, para as usinas que injetem até 30 MW na rede.

Esse desconto, no entanto, tem se mostrado insuficiente para viabilizar empreendimentos com base em energia solar, especialmente devido à concorrência com outros tipos de usinas que fazem jus ao mesmo tipo de desconto (eólica, biomassa, cogeração qualificada e pequenas centrais hidroelétricas). A lei determina que o desconto seja de pelo menos de 50%, a critério da ANEEL²³, porém, de forma geral, ele é de 50%²⁴.

Pontuando a evolução histórica da questão, a ANEEL propôs, na Audiência Pública Nº 042-2011, que no caso de empreendimentos baseados em energia solar o desconto fosse de 80% durante os dez primeiros anos de operação, e 50% a partir do 11º ano. A ABINEE propôs, em sua contribuição à AP, que este desconto passasse a ser de 100% nos 25 primeiros anos de operação da usina, porém aplicável apenas às usinas que entrassem em operação nos próximos cinco anos. Já o Ministério da Fazenda indicou que “não foram disponibilizadas as análises que justificam a alternativa colocada em audiência pública”, e sugeriu que “a ANEEL explicita os motivos que levaram a adoção deste percentual de desconto. Tal esclarecimento se faz necessário, sobretudo, pelo risco de que alguns consumidores arquem com eventuais custos daqueles que optarem em exercer a prerrogativa conferida pela norma em apreço”.

23 Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, art. 26, § 1º.

24 No caso de usinas novas, a única exceção são as usinas “que utilizem como insumo energético, no mínimo, 50% (cinquenta por cento) de biomassa composta de resíduos sólidos urbanos e/ou de biogás de aterro sanitário ou biodigestores de resíduos vegetais ou animais, assim como lodos de estações de tratamento de esgoto”, as quais têm desconto de 100%, conforme a Resolução Normativa ANEEL nº 77, de 18 de agosto de 2004.

Ao final, a RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº 482, DE 17 DE ABRIL DE 2012, alterou a Resolução Normativa nº 77, de 18 de agosto de 2004 da seguinte forma:

- (i) Para a fonte solar referida fica estipulado o desconto de 80% (oitenta por cento), para os empreendimentos que entrarem em operação comercial até 31 de dezembro de 2017, aplicável nos 10 (dez) primeiros anos de operação da usina, nas tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição – TUST e TUSD, incidindo na produção e no consumo da energia comercializada.
- (ii) Este desconto de que trata o caput, será reduzido para 50% (cinquenta por cento) após o décimo ano de operação da usina.
- (iii) Os empreendimentos que entrarem em operação comercial após 31 de dezembro de 2017 farão jus ao desconto de 50% (cinquenta por cento) nas referidas tarifas.

Outro caminho, recentemente sugerido pelo presidente da EPE, seria a contratação de energia de origem solar através de leilões específicos²⁵.

4.2.4.2.2 Ajustes sugeridos

Primeiramente, é essencial que os méritos da geração solar sejam devidamente reconhecidos e incorporados à própria rotina do setor elétrico, e que a energia solar possa participar normalmente dos leilões de energia, tal como ocorreu no passado com a energia proveniente da biomassa e com a energia eólica. Para tanto, as seguintes providências devem ser tomadas:

- Estabelecimento de metodologia para cálculo e revisão da Garantia Física

O primeiro passo para permitir que uma usina participe normalmente de leilões de energia é o cálculo de sua Garantia Física, que corresponde ao volume máximo de energia que pode ser contratado com base no respaldo proporcionado pela usina. Para tanto, é necessário estabelecer uma metodologia para este cálculo, tal como foi feito no caso das usinas a biomassa e das usinas eólicas. Por analogia com estas duas, a garantia física de um empreendimento baseado em energia solar deve ser dada por sua produção média²⁶. A metodologia, no caso, deve explicitar a forma como será feito o cálculo para projetos que ainda não estejam em funcionamento.

²⁵ Canal Energia de 19 de dezembro de 2011: "EPE encaminha ao MME estudo sobre energia solar até o início de 2012 – Tolmasquim defende contratação de pequenas quantidades da fonte em eventuais leilões, que dependem de decisão do ministério".

²⁶ De acordo ao Prof. Rütger (UFSC) a média anual tem variabilidade ao redor de 4-7% em ciclo de 11 anos.

Da mesma forma, é necessário estabelecer a garantia física de potência associada ao empreendimento. Neste caso, a metodologia usualmente empregada para projetos de geração com despacho centralizado (geração média no horário de ponta) talvez seja inadequada, dados (i) a regularidade da produção de usinas baseadas em energia solar, quando comparadas, por exemplo, com usinas eólicas; e (ii) o fato de que boa parte do horário considerado “de ponta” não coincide com a produção máxima das usinas solares, mas a máxima produção dessas usinas está concentrada em horários que correspondem à efetiva ponta do mercado observada no sistema. A questão da potência é discutida com mais detalhamento no item *Consideração adequada do horário de ponta*, ainda nesta seção.

- Cálculo do CEC

O Custo esperado de compras e vendas no mercado de curto prazo (CEC) é o valor estimado do custo adicional (ou receita adicional) que o comprador de energia da usina em um contrato por disponibilidade pagará ou receberá através de transações no mercado de curto prazo. O cálculo deve envolver a valorização adequada da geração nos horários onde ocorre a ponta efetiva do sistema (ver item *Consideração adequada do horário de ponta*).

- Elaboração de CCEAR (e eventualmente de CER) adaptados à fonte solar

Os leilões resultam em contratos de compra e venda de energia, que são, no caso dos leilões de energia nova e dos leilões de fontes alternativas, os Contratos de Compra de Energia em Ambiente Regulado (CCEAR), e no caso dos leilões de energia de reserva, os Contratos de Energia de Reserva (CER). Esses contratos são específicos para cada fonte de energia, e sua elaboração respeita as características de cada fonte.

- Consideração adequada do horário de ponta

A produção de energia solar acompanha a incidência da luz solar na área onde se encontra a usina. Assim, a produção é elevada até aproximadamente 15 horas (possivelmente mais tarde dependendo do local e do horário de verão).

Ainda assim, o horário oficial de ponta, para efeito de comercialização da energia, vai das 18 às 21 horas nos dias úteis (19 às 22 no horário de verão). Trata-se de um horário no qual, evidentemente, a produção de energia solar é ínfima. No entanto, os dados abaixo, obtidos no ONS, mostram os recordes de carga observados até 20 de dezembro de 2011:

| | Submercado | Recorde do dia (MW) | Hora do recorde | Recorde até o dia | |
|--|--------------|---------------------|-----------------|-------------------|------------|
| | | | | Data | Valor (MW) |
| | SE/CO | 43.147 | 14:43 | 22/02/2011 | 44.758 |
| | S | 13.712 | 14:36 | 20/12/2011 | 13.712 |
| | NE | 10.092 | 15:26 | 10/12/2011 | 10.337 |
| | N | 4.550 | 15:47 | 22/09/2011 | 4.750 |
| | SIN | 71.202 | 14:43 | 07/12/2011 | 71.346 |

Fig. 4.1 – Recordes diários de carga.

A tabela mostra, primeiramente, que no próprio dia (20 de dezembro) os recordes de carga do SIN e de cada um dos submercados do SIN ocorreram invariavelmente entre as 14 e as 16 horas. Examinando os recordes históricos temos os seguintes horários:

| Região | Data | Valor (MW) | Horário |
|--------------|------------|------------|--------------|
| SE/CO | 22/02/2011 | 44.758 | 15:48 |
| S | 20/12/2011 | 13.712 | 14:36 |
| NE | 10/12/2011 | 10.337 | 19:46 |
| N | 22/09/2011 | 4.750 | 14:43 |
| SIN | 07/12/2011 | 71.346 | 15:43 |

Fig. 4.2 – Recordes históricos de carga.

De acordo com a Agência CanalEnergia, “nos cinco primeiros dias úteis de fevereiro de 2012, o ONS registrou novas máximas. Às 15h20 da última terça-feira, 7, a carga alcançou 76.122 MW, contra 75.088 MW no dia anterior (6). As altas temperaturas registradas no país têm contribuído para a elevação da demanda. O subsistema Sudeste/Centro-Oeste teve novo recorde às 14h20, quando a carga ficou em 46.840 MW, ante 45.857 MW atingidos no dia anterior (6). A região Nordeste teve recorde às 15h46, quando alcançou 10.455 MW. O último pico nordestino foi em 10 de dezembro passado, ao ficar em 10.337 MW”.

Esses valores confirmam a mudança que tem sido observada no formato da curva de carga, que atualmente tende a apresentar dois horários de ponta: um no meio da tarde, coincidindo com a máxima temperatura (e, portanto, maior uso de ar condicionado), e também com o pico de geração de energia solar, e o outro correspondente ao horário tradicional da ponta.

Esta nova realidade torna imprescindível alterar o horário de ponta *regulatório*, de forma a considerar adequadamente a contribuição da energia solar para o atendimento da demanda nos horários de maior carga. Essa questão, que já foi abordada na seção

precedente, provavelmente necessita de alterações regulatórias que permitam atribuir preços horários à energia, conforme é feito na maior parte dos sistemas, ao invés de atribuí-los aos patamares de ponta, intermediário e de carga leve determinados regulatoriamente.

Os itens precedentes indicam ajustes necessários para tratar adequadamente a geração com base em energia solar, de forma isonômica às demais fontes de geração.

No caso da geração solar de maior porte (unidades acima de 5 MW), os dois caminhos mais óbvios para a viabilização através de incentivos são a ampliação do desconto nas tarifas de uso das redes de transmissão e distribuição e a realização de leilões específicos. Outras formas, tais como a utilização de recursos da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) não serão consideradas por exigirem mudança em lei. Os dois caminhos não são mutuamente excludentes. Eles são comentados a seguir.

- Leilões específicos

Uma forma de viabilizar a expansão da energia solar seria a realização de leilões específicos, que garantiriam a contratação de determinados volumes desta energia por períodos longos, a exemplo dos leilões de fontes alternativas e dos leilões de energia de reserva.

A grande vantagem desta forma de viabilização é a efetiva garantia de que os projetos seriam efetivamente contratados. Este simples fato já seria suficiente para incentivar investidores a realizar estudos, projetos e propostas, propiciando a base para um aumento rápido da penetração da energia solar na matriz do setor elétrico na medida em que ela se tornasse competitiva.

Os três tipos de leilão possíveis – leilão de energia nova, leilão de fontes alternativas, e leilão de energia de reserva – têm características distintas e contratos diferenciados. No caso da energia solar, duas características específicas devem ser levadas em consideração na escolha do tipo de leilão, caso seja decidido realizá-lo. A primeira é a conveniência de alocar os custos a todos consumidores, e não apenas aos consumidores cativos cujas distribuidoras por acaso adquiram energia em determinados leilões. A segunda é a conveniência de reduzir o número de contratos firmados entre vencedores dos leilões e as concessionárias de distribuição para reduzir custos administrativos. O estágio inicial de inserção da energia solar na matriz nacional, o que, de maneira análoga ao que foi realizado para projetos de biomassa e projetos eólicos após PROINFA, em 2008 e 2009, respectivamente, justificaria a contratação através de um leilão específico para a fonte, como por exemplo, um leilão de reserva. A sugestão de um leilão especí-

fico para energia solar, nos moldes de um leilão de reserva possui diferentes benefícios, não interfere nas condições de contratação de agentes distribuidores, aumenta a competitividade dos projetos, e facilita a operacionalização dos contratos, na medida em que seria necessário apenas um contrato por agente, diretamente com a CCEE.

A proposição e realização de leilões específicos para a energia solar apresenta desafio sobre a curva de preços, que tem relação com o prazo para que se torne efetivamente competitiva. Ela pode ser ilustrada com o sucesso da viabilização da energia eólica a partir de leilões: partindo de preços na faixa de 145 a 155 R\$/MWh em 2009 obtidos em um leilão de reserva realizado especificamente para a energia eólica, eles baixaram para a faixa de 120 a 140 R\$/MWh nos leilões realizados em 2010, e 100 a 105 R\$/MWh nos leilões realizados em 2011, quando consagrou-se competitiva.

4.2.5 Modelos comerciais

Além das questões relativas aos ajustes regulatórios, é importante considerar que uma parte da solução para a aceleração da demanda se encontra no desenvolvimento de modelos de comercialização. Estes modelos devem ser construídos no intuito de reduzir a resistência cultural do consumidor final ao uso de sistemas fotovoltaicos, diminuindo a insegurança em relação à confiabilidade da geração. Esta seção sugere dois esquemas que possuem histórico de sucesso em outros países.

4.2.5.1 Leasing de sistemas fotovoltaicos

Como visto em seções anteriores, a barreira econômica que historicamente restringiu uma maior adoção da energia solar fotovoltaica está ficando para trás. Inicialmente para a geração distribuída em projetos de autoprodução de consumidores de energia conectados na baixa tensão, posteriormente na alta tensão e – finalmente – num prazo um pouco maior – também se espera que seja uma alternativa econômica para a produção de energia com relação às fontes tradicionais (hidrelétricas, eólicas, térmicas a gás natural ou biomassa).

Entretanto, começando-se pela parte mais próxima de alcançar a viabilidade econômica: ainda que os sistemas fotovoltaicos sejam economicamente competitivos com relação à tarifa de energia elétrica paga à concessionária, existe uma restrição financeira se considerarmos que nem todos estão dispostos a investir mais de R\$ 10 mil para adquirirem um sistema de 2 kW para o atendimento de suas residências.

Devido a essa restrição financeira, empresas norte-americanas, tem oferecido alternativas que transformam o investimento nestes sistemas (opção proibitiva) em pagamen-

tos mensais pelo serviço “geração de energia solar”. Tais empresas se encarregam de vender, instalar, e manter os sistemas fotovoltaicos, cobrando um valor fixo por este serviço, tal como as prestadoras de TV a cabo ou similares. Este tipo de modalidade é conhecido nos EUA por “Solar Lease” e tem sido responsável pela proliferação de instalações solares fotovoltaicas em estados como a Califórnia, que oferece fortes incentivos (redução de impostos) para tais instalações.



Fig. 4.3 – Modelo SolarLease (à direita). O gasto mensal (US\$ 199) diminui para US\$ 164 (economia de US\$ 35), com US\$ 74 destinados à concessionária e US\$ 80 à prestadora de serviço.

4.2.5.2 Usinas comunitárias

Nos EUA existem iniciativas orientadas ao desenvolvimento de usinas solares. Um conjunto de indivíduos ou investidores interessados nesta atividade, muitas vezes incapacitados pelo fato de suas casas ou propriedades não oferecerem condições adequadas à implantação de sistemas solares, organizam-se numa entidade e formam um grupo.

Cotas pelo direito das usinas a serem construídas são compradas pelos participantes do grupo, que dividem também, e na mesma proporção, o benefício econômico pela venda de energia. Ajustes são feitos na composição das cotas de forma a refletirem mudanças na capacidade instalada, tecnologia, custos e outros ao longo do tempo.

Empresas privadas, cooperativas, entidades governamentais e ONGs sem fins lucrativos organizam estas atividades, comprando os equipamentos, desenvolvendo os projetos, instalando e operando essas usinas comunitárias.

SunSlice™



- Size: 100 Watts of Remotely Hosted Solar Power
- Become a solar power producer - wherever you live
- Investment: \$1,000 x your budget
- Projected Payback: 7-8 years*
- Buy a little or alot
- Nothing to install or maintain

*Exact payback will vary according to your local conditions.

FINALLY a solar offering for those who might not otherwise be able to participate in going solar! Start making a difference in your community by purchasing in a SunSlice™ today in a local solar project.

SunSlices™ make solar easy and affordable for you to get into for a fraction of the cost of traditional home solar. You can put your solar panels on another property and reap benefits like they were on your own home. No longer are price, shading, limited roof space, or not being a home owner an obstacle to being part of the solar revolution.

We choose a great location for a larger solar grove, based on:

- Great solar output
- Highly visible location

Fig. 4.4 – Exemplo de grupo comunitário para construção de usinas solares (página web).

4.2.6 Linhas de financiamento e incentivos tributários

Outro aspecto importante para aceleração da demanda doméstica se refere à disponibilização de linhas específicas de financiamento. Novamente, os EUA possuem uma grande quantidade de linhas desse tipo que podem servir de inspiração para o mercado brasileiro.

Estas linhas precisam ser bem desenhadas e avaliadas para garantir taxas de juros e prazos atrativos e o BNDES se destaca como um potencial financiador destes projetos, utilizando inclusive a diversidade de linhas já existentes que se aplicam ao caso da energia fotovoltaica, como o Fundo Clima, programa do Ministério do Meio Ambiente (MMA).

O Programa Fundo Clima se destina a aplicar recursos reembolsáveis do Fundo Nacional sobre Mudança do Clima, criado pela Lei 12.114, de 09/12/2009. Entre os diversos objetivos inclui-se o apoio aos investimentos em geração de energia a partir da captura da radiação solar, bem como no desenvolvimento tecnológico e da cadeia produtiva do setor.

O financiamento mínimo dentro do programa é de R\$ 3 milhões. Em operação feita diretamente com o BNDES, o custo é de 1,1% a.a. (custo financeiro) + 0,9% a.a. (remuneração básica do BNDES) + 3,57% a.a. (risco de crédito, sendo 1% a.a. para Estados, Municípios e Distrito Federal). No caso de intermediação financeira, cobra-se o custo

financeiro + remuneração básica do BNDES + taxa de intermediação financeira (0,5% a.a., sendo que micro, pequenas e médias empresas estão isentas) + remuneração da instituição financeira (até 3% a.a., negociada diretamente entre instituição e cliente). A participação máxima do BNDES é de até 90% do valor dos itens financiáveis, com prazo total de até 15 anos, incluindo período de carência de até 8 anos.

Para a geração distribuída, recomenda-se a adoção por parte do sistema bancário como um todo e da Sociedade Brasileira de Poupança e Empréstimo (SBPE), com liderança da Caixa Econômica Federal (CEF), de linhas de crédito específicas à aquisição de sistemas fotovoltaicos por parte de empresas comercializadoras ou consumidores diretos, dado seu longo tempo de vida útil e seu preço relativamente elevado. Neste caso, uma relevante proposta é a utilização de linhas especiais para a construção civil incorporando os sistemas fotovoltaicos. Uma discussão fundamental a ser realizada, nesta situação, seria a respeito da portabilidade do equipamento fotovoltaico, e merece uma discussão mais profunda em momento oportuno.

Em paralelo, existe uma diversidade de opções de políticas fiscais que podem ser aplicadas à comercialização dos sistemas fotovoltaicos, garantindo um custo de aquisição mais realista, com relação ao poder de compra dos consumidores. A simulação dos efeitos de algumas destas opções de políticas foram realizadas no capítulo quatro. Políticas fiscais aplicadas ao incentivo da cadeia produtiva serão analisadas mais a frente neste capítulo.

4.2.7 Normas técnicas e qualificação de equipamentos

Por fim, a atuação do setor público se faz necessária no desenvolvimento de normas e regulamentação, garantindo maior clareza, particularmente sobre o papel da distribuidora de energia elétrica. Neste sentido, os órgãos públicos e entidades privadas, entre elas a própria ABINEE, já têm atuado em colaboração para definição de padrões e normas.

4.2.7.1 Histórico e atuação da ABINEE

Desde 1990 muitos profissionais de diversas empresas e instituições trabalharam na criação das normas do Comitê de Estudos CE-03:082.01²⁷ (que trata dos assuntos de normas que envolvem os Sistemas Fotovoltaicos com correspondência na IEC na norma TC82), principalmente para as células e módulos fotovoltaicos. Ao total foram publicadas 13 normas da ABNT na área fotovoltaica. O Comitê de Estudos CE-03:082.01.

²⁷ O Comitê está ligado ao COBEI (Comitê Brasileiro de Eletricidade) que por sua vez é ligado à ABNT (Associação Brasileira de Normas Técnicas).

Em janeiro de 2011 foi formado o Grupo Setorial de Sistemas Fotovoltaicos da ABINEE (GS-Fotovoltaico). Desde a sua reunião de instalação, contando com a presença de trinta e cinco empresas, o GS evoluiu rapidamente, reunindo atualmente cerca de cento e trinta empresas de todos os segmentos da cadeia. Vários Grupos de Trabalho (GT) foram criados, contribuindo decisivamente para a elaboração de uma agenda propositiva para o setor.

O GS teve atuação decisiva na reativação da CE-03:082.01 (“congelada” no COBEI) por entender ser este o foro adequado para a elaboração de normas da ABNT. Houve cooperação entre todos os interessados, com um grupo de 70 participantes que compareceram ao menos uma vez nas reuniões deste GT, incluindo representantes de consumidores (empresas de energia elétrica), fabricantes de equipamentos, instituições acadêmicas e centros de pesquisa.

O GT produziu dois projetos de normas, a primeira visando estabelecer um procedimento de ensaio para avaliar o desempenho das medidas de prevenção de ilhamento utilizadas em sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica (SFCR). A segunda, aplicável a estes sistemas em operação em paralelo com a rede elétrica e utilizando inversores estáticos (de semicondutor) não ilháveis para a conversão de potência CC em CA, descreve recomendações específicas para inversores de até 1 MW, os quais são destinados a serem utilizados em instalações individuais monofásicas ou polifásicas.

Os projetos de normas foram para consulta pública entre novembro e dezembro de 2011, tendo recebido mais de 70 contribuições. Até março de 2012 tais contribuições deverão ser analisadas para envio para publicação. O GT está à frente também de outros três projetos²⁸ de normas com calendário prevendo tanto a elaboração como a publicação no ano de 2012. Cabe destacar que o GT reflete a capacitação técnica de engenheiros com Mestrado e Doutorado em Eletrônica de Potência atuantes no Brasil²⁹. Tal grupo, portanto, possui massa crítica e qualificação para o desenvolvimento de inversores e teste destes equipamentos nos laboratórios que deverão ser montados. Alguns laboratórios que participam do programa brasileiro de etiquetagem (PBE) já têm projetos aprovados para montar laboratórios de certificação de inversores, porém ainda não há laboratório totalmente montado, à espera de financiamento.

4.2.7.2 Programa brasileiro de etiquetagem

O PBE para fotovoltaico foi concebido para atender o mercado de eletrificação rural e

²⁸ Procedimento ensaio, Instalações Elétricas e Comissionamento.

²⁹ Somente como referência, o Prof. Ivo Barbi, do Instituto de Eletrônica de Potência da Universidade Federal de Santa Catarina, orientou ao longo de mais de três décadas, em torno de 230 mestrandos e outros 50 doutores.

estava focado em sistemas solares residenciais. Portanto, há pontos interessantes e que remontam aos problemas técnicos vivenciados no PRODEEM e havia a necessidade controlar minimamente a qualidade dos equipamentos. O mercado mudou bastante e o PBE necessita ser revisado com inclusão de NBRs no RAC.

4.2.7.3 **Recomendações específicas**

O Governo Dilma Rousseff tem demonstrado reiteradamente sua percepção de que ciência, tecnologia e inovação são instrumentos essenciais de avanço e progresso do país. Recomenda-se, portanto, que o Governo priorize recursos financeiros para temas estratégicos, tais como:

- Estabelecimento e fortalecimento das NBRs para o setor fotovoltaico;
- Apoio à constituição de laboratórios públicos e privados para qualificação e certificação e melhor equipar os laboratórios existentes no país;
- Aperfeiçoamento do PBE/INMETRO com inclusão das NBRs.

4.2.7.4 **Certificação de edificações**

As chamadas edificações “verdes” ou “sustentáveis” são aquelas construídas e projetadas para serem utilizadas no dia a dia ao longo de todo o ciclo de vida da construção, com a visão e preocupação de serem ambientalmente responsáveis. Isso envolve desde a seleção do local da construção, projeto, construção, operação, manutenção, reforma e até demolição.

O objetivo é reduzir o impacto final da construção para a saúde das pessoas que a utilizam e para o meio ambiente, através de práticas como uso eficiente de energia, água e outros recursos, proteção à saúde das pessoas que habitam ou trabalham na edificação, visando também ao aumento de produtividade e à redução da produção de resíduos, poluição e degradação ambiental.

Os edifícios verdes comumente adotam práticas para reduzir o consumo de energia, como uso de janelas revestidas de materiais mais eficientes para maximizar a entrada da iluminação natural, porém restringindo a entrada de calor, melhor isolamento térmico dos muros, uso de árvores no entorno (para amenizar as temperaturas elevadas no verão), utilização de aquecedores de energia solar (para reduzir o consumo de eletricidade, gás natural ou outro combustível utilizado) no aquecimento d'água. Outra prática consiste na geração *in loco* com alguma fonte de energia renovável, por exemplo, através de uma instalação solar fotovoltaica.

Existem diferentes mecanismos de certificação destas construções sustentáveis. O mais conhecido é o LEED³⁰, que atribui um sistema de pontuação para diferentes o projeto, construção e operação das edificações.



Fig. 4.5 – Edifício da Universidade do Texas em Dallas, que é LEED Platina (pontuação máxima).

Na versão LEED 2009, 100 pontos são distribuídos em diversas categorias: (i) Localização Sustentável, (ii) Uso eficiente d'água, (iii) Energia e atmosfera, (iv) Materiais e Recursos, (v) Qualidade dos ambientes internos. Ao final, a edificação será certificada se fizer entre (40-49 pontos), terá status Prata (50-59 pontos), Ouro (60-79 pontos) ou Platina (80 ou mais pontos). Como não é compulsória a construção, operação e manutenção de edificações seguindo diretrizes sustentáveis, naturalmente há um viés para aquelas edificações que buscam certificação em adotarem procedimentos que aumentem sua pontuação. Neste contexto a relação entre edifícios verdes, o sistema de certificação LEED e instalações solares fotovoltaicas é direta: são atribuídos pontos para as edificações que possuem geração renovável. A pontuação depende da relação entre a capacidade de produção do sistema e a demanda consumida. Quanto maior esta relação maior a pontuação de acordo com a metodologia LEED até o limite de 6 pontos, de acordo com a tabela abaixo.

30 Do inglês *Leadership in Energy and Environmental Design*.

| Energia renovável produzida localmente (% do consumo) | Pontos |
|--|---------------|
| 3,0% | 1 |
| 4,5% | 2 |
| 6,0% | 3 |
| 7,5% | 4 |
| 9,0% | 5 |
| 12,0% | 6 |

Exemplo: a modernização da Biblioteca Pública do Estado do Rio de Janeiro (BPE/RJ) inclui projeto de energia solar fotovoltaica a ser instalada em seu telhado. O sistema terá 162 módulos e estimativa da produção anual esperada da ordem de 50 MWh, que contribui para a pontuação no sistema de certificação LEED em implantação.



Fig. 4.6 – Projeto fotovoltaico da BPE/RJ: pontuação contribuirá para pontuação maior do LEED.

4.2.8 **Agenda nacional**

Concluindo, com base nos tópicos anteriores fica claro que, atuando principalmente no sentido de uma convergência de interesses, o setor público e o setor privado podem trabalhar na definição da agenda setorial que garantirá a sistematização dos tópicos apresentados nesta seção. A combinação de execução de leilão específico, capaz de definir um volume mínimo que atenda as exigências de escala do setor, políticas fiscais e financeiras, reduzindo o custo de aquisição de sistemas, definição de modelos de comercialização atraentes para o consumidor final, reduzindo a “desconfiança” em relação ao sistema, e um conjunto de normas, padrões e regulação que torne o ambiente seguro e claro para atuação de investidores e agentes de distribuição, são os principais pilares para a aceleração da demanda doméstica.

4.3 **ADENSAMENTO DA CADEIA PRODUTIVA**

A segunda questão a ser avaliada diz respeito às políticas necessárias para garantir um modelo de crescimento que priorize o adensamento da cadeia produtiva nacional, contribuindo para a geração de emprego e renda.

Em primeiro lugar é fundamental considerar que um conjunto de medidas sistêmicas é a base para permitir um avanço robusto do setor produtivo, não apenas da indústria fotovoltaica. Neste sentido, a realização de reformas microeconômicas que foquem aspectos de logística, telecomunicações, tributação, melhoria do ambiente institucional, entre outros fatores, são um passo primordial para garantir o sucesso de quaisquer políticas voltadas para o adensamento de cadeia produtiva. Neste sentido, o Plano Brasil Maior, mencionado anteriormente, possui um eixo de medidas cujo objetivo vai ao encontro desta proposta.

Como visto no caso dos EUA, o desenvolvimento da indústria fotovoltaica é bastante empregador (mais de 100 mil empregos em 2011). A concentração dos empregos se dá nas áreas de serviços (instalação e vendas dos sistemas) com menor participação na fabricação de componentes. Por esta razão, é premente a formação de mão de obra especializada capaz de projetar, instalar e operar sistemas fotovoltaicos e absorver a demanda prevista no curto prazo. Algumas empresas integradoras vêm promovendo treinamentos visando à formação de pessoal que também poderiam ser oferecidos por escolas técnicas e profissionalizantes. Considerando o estudo apresentado no capítulo inicial, onde se mostrou que a mediana dos valores apresentados na literatura é de 30 empregos diretos por MW instalado, então cerca de seis mil empregos seriam gerados para cada 200 MW instalados no país.

O passo seguinte é a adoção de políticas que atendam às especificidades de cada elo do segmento. Neste caso, é fundamental considerar que as questões relativas à formação de demanda mínima pelo produto final é um aspecto importante para todos os segmentos e deve ser abordada através das indicações das seções anteriores.

Considerando a estrutura da cadeia produtiva, o primeiro elemento a ser analisado é a produção das células fotovoltaicas. Atualmente, não existe produção doméstica deste produto, embora algumas empresas já se posicionem com o intuito de investir neste segmento.

Para o caso da produção de células baseadas em silício cristalino, a cadeia envolve a extração e mineração do quartzo, obtenção do silício metalúrgico, purificação do silício até o grau solar (e/ou eletrônico), produção dos wafers e produção das células. O Brasil é um dos líderes mundiais na produção de silício metalúrgico, mas ainda não possui o restante da cadeia. As razões comumente apresentadas se relacionam ao custo da energia elétrica, uma vez que o processo de purificação é eletrointensivo, e ao custo de operação e manutenção da unidade produtiva.

Atualmente, estão sendo desenvolvidos processos de purificação que envolvem um consumo reduzido do insumo energético. A grande desvantagem deste processo, a rota metalúrgica, é a impossibilidade de obtenção do silício em grau eletrônico. Dessa maneira, há uma redução no mercado consumidor potencial dos produtos do segmento. Outra questão importante em relação ao processo se refere ao fato de que sua execução ainda se encontra em fase experimental e não foi provado em escala comercial.

Por sua vez, a rota química, cujo custo de investimento e escala mínimo são bastante elevados, possibilita a obtenção do silício de grau eletrônico, e permite que a unidade produtiva se encaixe na cadeia produtiva de outros setores, como a microeletrônica. Empresas do setor têm investido um considerável volume de recursos no desenvolvimento de técnicas que permitam reduzir os custos envolvidos na purificação através dessa rota.

Os elevados custos da energia elétrica no país deveriam ser tratados no âmbito das políticas sistêmicas, uma vez que dizem respeito a uma variedade de setores, particularmente os eletrointensivos. Estudos das medidas de atuação sobre o custo da eletricidade, particularmente sobre uma otimização dos diversos encargos setoriais, estão em discussão e análise em diversas instâncias.

Na sequência do processo, uma vez solucionado o obstáculo da demanda pelas células, a produção de wafers e da própria célula exigiria apenas a obtenção de custos produtivos competitivos em relação ao mercado internacional.

O desenvolvimento da indústria do silício não deve ser considerado um impeditivo para o desenvolvimento da indústria fotovoltaica. Enquanto a indústria de silício não avança no país, pode-se considerar a produção de células fotovoltaicas a partir de wafer de silício importado.

Uma medida importante para este setor já está disponível dentro do Plano Brasil Maior. O PADIS, já mencionado neste trabalho, possibilita a isenção de uma diversidade de tributos federais (IPI, PIS/Cofins e IR) na comercialização dos semicondutores, o que inclui a célula fotovoltaica. De acordo com o Decreto 7.600 de 07/11/2011, estão isentos os produtos classificados nas posições NCM 85.41, que incluem os "(...) dispositivos fotossensíveis semicondutores, incluídas as células fotovoltaicas, mesmo montadas em módulos ou em painéis".

Adicionalmente, o programa prevê a isenção do Imposto de Importação sobre máquinas e equipamentos e insumos utilizados na produção. Os Anexos II e III do Decreto 7.600 listam as máquinas, aparelhos, instrumentos, equipamentos e insumos (incluindo silanos, wafers, substratos para filmes finos) beneficiados.

A ampliação do PADIS, anunciada em março de 2012, incluindo os fornecedores de insumos estratégicos para a produção de semicondutores, tem o potencial de atuar no sentido de redução do custo de produção dos elos anteriores da cadeia, tornando o mercado mais competitivo, além de tornar o segmento atraente para investidores.

Com relação à produção de células de filme fino, esta já está contemplada dentro do PADIS. Dessa maneira, resulta que o problema mais significativo está na demanda (a escala mínima para esta tecnologia é menor que para o silício cristalino, de forma que a questão é um pouco mais simples) e, eventualmente, na adição da totalidade de insumos necessários à produção na lista de produtos isentos dos anexos II e III.

Parte destes processos também podem se beneficiar de outros programas, como a Lei do Bem (Inovação Tecnológica), que prevê dedução do lucro real de 160% a 200% no valor dos gastos com P&D de novos produtos ou processos. No Rio de Janeiro, o CONFAZ prevê isenção de ICMS para circulação e importação de bens relacionados à geração de energia fotovoltaica. Em outros Estados apenas a geração eólica é beneficiada, o que pode ser alterado através da adição dos bens vinculados à energia fotovoltaica às disposições do Convênio ICMS 101/97 ou em novo convênio entre os Estados.

A fabricação de módulos já é realizada no Brasil, atualmente. As dificuldades enfrentadas pelo segmento se resumem, assim como os segmentos anteriores, às questões de demanda e custo de produção. A produção de módulos também já está incluída no PADIS.

A produção de inversores também já ocorre no país, principalmente através de competidores globais, com escala de produção local que possibilite atender o mercado externo. Além destes, empresas de pequeno e médio porte também atuam com capacidade de produção para atendimento do setor fotovoltaico. O setor, como mencionado em seções anteriores, já é beneficiado pela Lei da Informática, que reduz o IPI na produção em 95% para as regiões Centro Oeste, ADA (Superintendência de Desenvolvimento da Amazônia) e ADENE (Superintendência de Desenvolvimento do Nordeste), e 80% para as demais regiões. Estes percentuais de redução serão reduzidos ao longo do tempo, a partir de 2015, sendo extintos em 2019. Para os bens desenvolvidos no País, a lei prevê isenção de até 100% do IPI no primeiro momento. (Lei 11.077/04).

Cabe ressaltar que este é um setor que depende significativamente de escala para obtenção de custos competitivos. Assim sendo, também neste caso, as medidas de aceleração de demanda têm o potencial para solucionar os eventuais entraves que alguns produtores podem enfrentar.

Adicionalmente, é importante notar que as linhas de produção de inversores também atendem outros setores, como informática, telecomunicações e transporte. Assim sendo, medidas aplicadas neste caso podem ter impactos positivos em uma diversidade de setores que não somente o fotovoltaico.

Por fim, como salientado, os demais equipamentos, conjuntamente chamados de *balance of system*, BoS, vêm se tornando uma importante parcela do custo final do sistema, uma vez que sua curva de redução de preços é menos acelerada que a curva de redução do módulo em si. A maior parte das empresas que atendem as demandas deste segmento já atua no Brasil, particularmente, porque suas linhas de produção não são exclusivas ao setor fotovoltaico, exceto, por equipamentos com especificação particular para o sistema. Por essa razão, o próprio aumento de demanda deverá atuar no sentido de trazer a produção destes equipamentos mais específicos para a cadeia nacional.

4.4 RECOMENDAÇÕES

A seção anterior deixa bastante claro que as questões relativas à política industrial para o setor fotovoltaico se resumem à aceleração da demanda, garantindo uma escala mínima que resulte em condições favoráveis para o investimento em plantas produtivas nacionais, e a atuação do setor público de forma conjunta, para aplicação de incentivos fiscais e financeiros, garantindo que a produção possa se manter com custos competitivos globalmente.

As soluções e propostas aqui apresentadas não implicam grandes alterações nos mecanismos já existentes. Como ficou evidente, também não se propõe a escolha de uma família tecnológica. O caminho adotado passa pela construção de políticas que permitam ao mercado, comparando preço e eficiência, escolher a tecnologia adequada para o momento produtivo.

Concluindo, buscou-se mostrar que a inclusão do setor fotovoltaico dentro de uma agenda estratégica de política industrial se torna fundamental, uma vez que o setor vive um momento de forte expansão no mercado mundial. É essencial que esta agenda seja fruto de esforços conjuntos dos diversos ministérios e autarquias envolvidas no processo produtivo e no planejamento energético. Mais ainda, devem-se incluir nos esforços conjuntos os agentes privados e seus representantes que participam do processo, garantindo a convergência de interesses que é essencial para o sucesso da inserção da energia fotovoltaica na matriz elétrica brasileira.

5. ANEXO A – A Energia Solar

5.1 OS GRANDES NÚMEROS

O interesse na energia solar pode ser resumido nos dois números a seguir: (i) a energia da radiação solar que atinge a atmosfera a cada ano é $1,52 \times 10^{18}$ kWh; e (ii) o consumo primário anual de energia no mundo (2010)³¹ é $1,40 \times 10^{14}$ kWh. Isto significa que:

Um aproveitamento de apenas 0,01% da radiação solar seria suficiente para suprir toda a demanda energética mundial. Ou, equivalentemente, uma hora de energia solar incidente sobre o planeta equivale ao consumo energético mundial anual.

Parte desta energia não atinge a superfície terrestre. As “perdas” variam espacialmente (em função da altitude, latitude, entorno etc.), temporalmente (mês do ano e horário do dia) e em função das condições atmosféricas (chuvas, nebulosidade, particulados liberados por “queimadas” etc.). Dessa maneira, são definidas as seguintes medidas:

Irradiância solar: é uma unidade de *densidade de potência*, usualmente expressa em W/m^2 ou kW/m^2 . Trata-se de uma “fotografia”. Por exemplo: a irradiância solar de um local é maior ao meio dia num dia de céu claro no verão. A constante solar³² é um exemplo da irradiância solar. O citado valor ($1,52 \times 10^{18}$ kWh) é o produto desta constante pelo número de horas do ano e pela área da seção transversal do planeta.

Irradiação solar: é uma unidade de *densidade de energia*, usualmente expressa em $kWh/m^2/dia$ ou $kWh/m^2/ano$. Trata-se do valor da energia solar ao longo de certo período (ex: em base diária, mensal, anual etc.).

31 BP - Statistical Review of World Energy 2011.

32 De fato, não se trata de uma constante, mas um valor medido. Até recentemente, a melhor estimativa era $1.366 W/m^2$. Mais recentemente este valor foi revisto para baixo: $1.361 W/m^2$ Fonte: *Geophysical Research Letters*, Vol. 38, L01706, 2011 - A new, lower value of total solar irradiance: Evidence and climate significance Kopp & Lean.

A próxima questão é estimar quanto da radiação que atinge a camada superior da atmosfera chega à superfície. A figura a seguir mostra esta proporção para cada comprimento de onda – supondo que o sol está “a pino” e que não há nuvens.

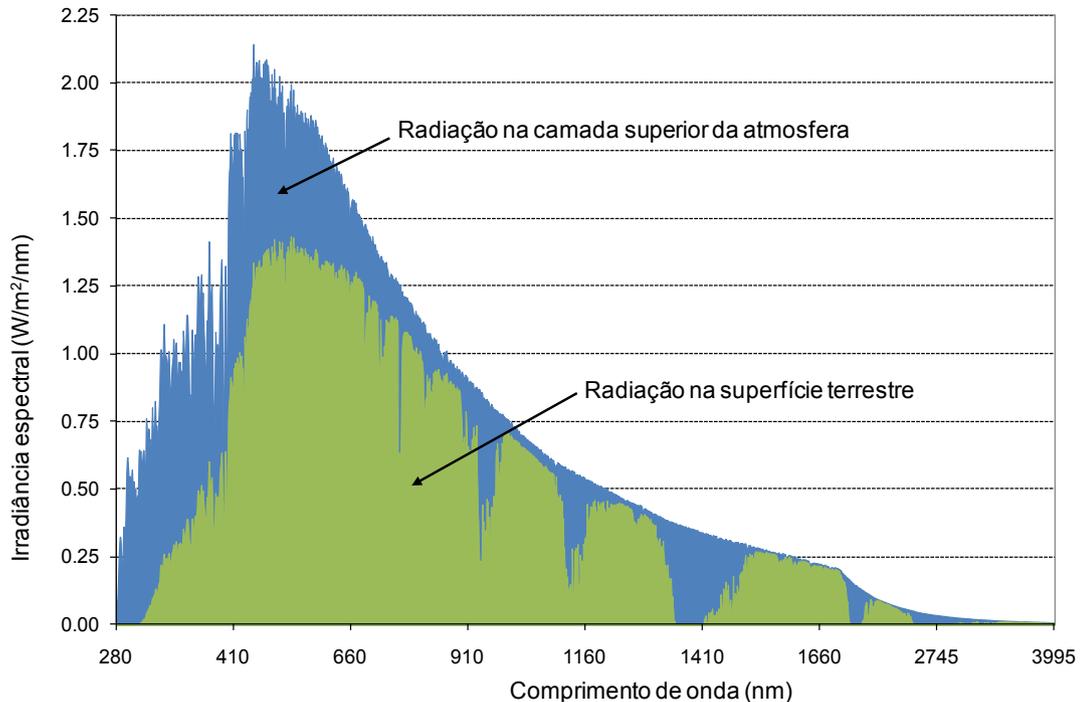


Fig. 5.1 – Radiação espectral (fonte: NASA)

Observa-se inicialmente que cerca de metade da radiação está na faixa de comprimento de onda conhecida como luz visível. Isto não é coincidência, e sim consequência do processo evolutivo dos organismos que, ao longo de centenas de milhões de anos, levou à otimização da eficiência dos fotorreceptores. Outra observação interessante é que há comprimentos de onda quase totalmente absorvidos pelas moléculas da atmosfera, tais como CO_2 e vapor d'água.

A razão entre a energia do espectro de radiação que atinge a superfície e a energia que chega à parte superior da atmosfera é aproximadamente 73%. Multiplicando-se a constante solar por 0,73, chega-se a aproximadamente 1.000 W/m^2 , que é um número fácil de guardar e conhecido como **um sol**.

Levando ainda em conta a variação de intensidade de irradiância ao longo do dia (que inicia bem baixa ao nascer do sol, atinge o máximo ao meio-dia, e depois volta a diminuir até ficar nula após o pôr do sol), a irradiação diária média é de 6 kWh/m^2 , o que corresponde a uma irradiância diária média ao nível do mar de aproximadamente 250 W/m^2 ($6.000 \text{ Wh}/24\text{h}$). Ou seja, entre a irradiância incidente na parte superior da

atmosfera (1.361 W/m^2) e a irradiância média diária (250 W/m^2), há uma perda de aproximadamente 80%.

5.2 DISTRIBUIÇÃO GEOGRÁFICA DA IRRADIAÇÃO SOLAR

A Figura 1.2 ilustra a distribuição da insolação média global. Observa-se que as áreas continentais situam-se nas regiões desérticas ou semi-áridas da África (ex: Saara), na região Andina (ex: deserto do Atacama), Austrália e Península Arábica. No Brasil, como esperado, as cores mais quentes estão no semi-árido nordestino.

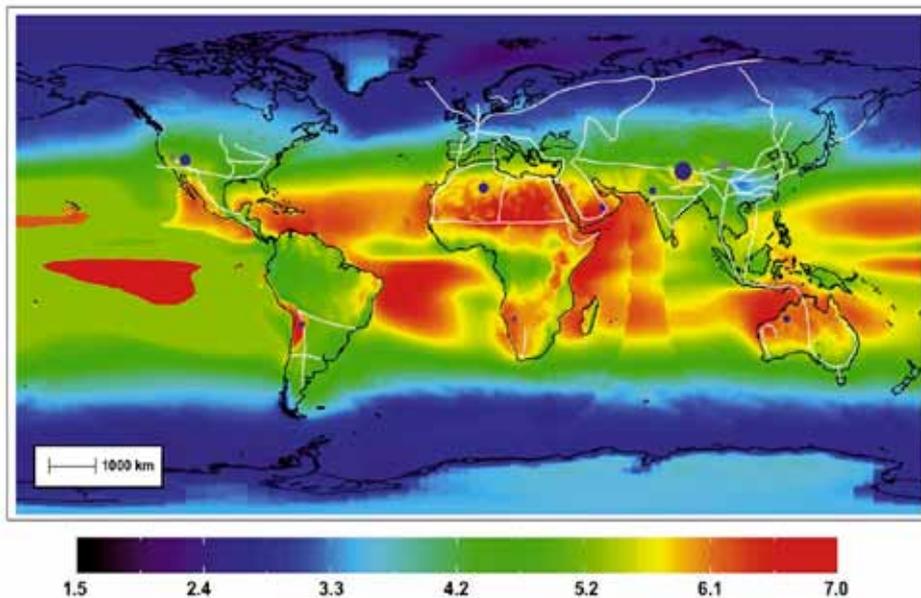


Fig. 5.2 – Irradiação média anual em plano horizontal ($\text{kWh/m}^2/\text{dia}$) – Fonte: (NASA, <http://eosweb.larc.nasa.gov/sse/>). Energy Policy 41(2012) 561–574 A global renewable mix with proven technologies and common materials ([sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421511008950](http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421511008950))

5.3 RADIAÇÃO SOLAR NO BRASIL

Os mapas de irradiância solar para o território brasileiro e a América do Sul foram obtidos com o uso de modelo desenvolvido pelo INPE em parceria com o LABSOLAR/UFSC no âmbito do projeto *Solar and Wind Energy Resource Assessment (SWERA)* que visava fazer o levantamento a respeito dos recursos de energia solar no território brasileiro. O projeto teve como objetivo fundamental facilitar a inclusão de fontes de energia renováveis na matriz energética de um grupo de países selecionados. A coordenação das atividades no Brasil e América Latina ficou com o Centro de Previsão do Tempo e Estudos Climáticos (CPTEC/INPE).

Em 2006, o INPE publicou no Brasil, como um dos resultados do projeto SWERA, o “Atlas Brasileiro de Energia Solar”. Os dados e mapas atualizados do projeto SWERA estão disponíveis para consulta em <http://en.openei.org/apps/SWERA/>. Para acessar os dados do nosso país, basta clicar na opção de interesse abaixo do mapa global e, em seguida, no mapa do Brasil.

O mapa a seguir apresenta a radiação solar global (média anual) do Brasil. Observa-se que o país possui boa irradiação solar por sua localização tropical.

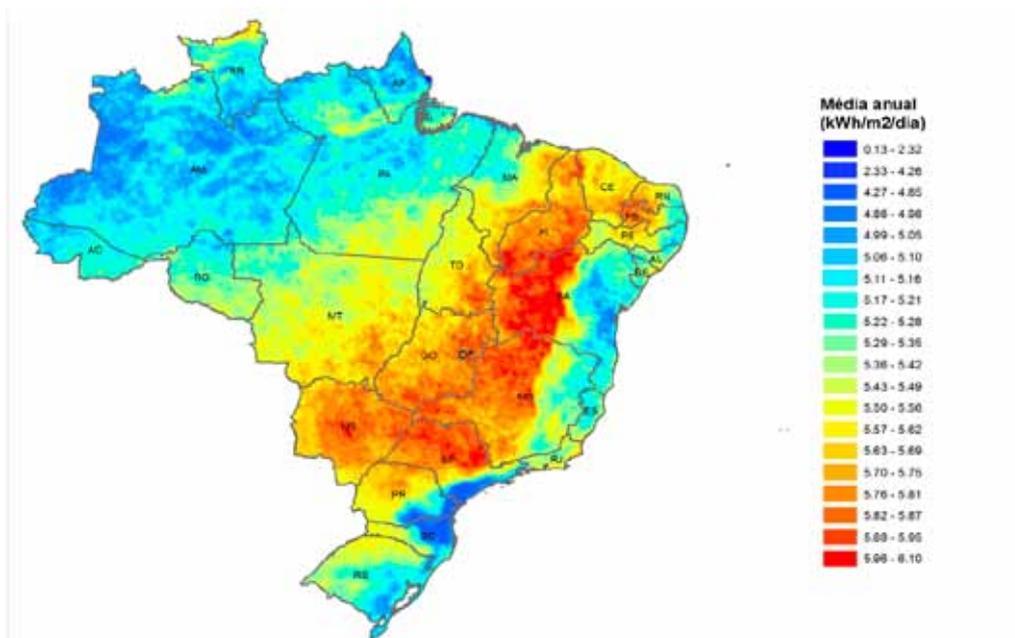


Fig. 5.3 – Irradiação total em plano cuja inclinação é igual a latitude do local. Mapa elaborado pela PSR com dados do projeto SWERA. Fonte: *brazil_solar_tilted_10km.shp*. O arquivo “shapefile” apresenta os dados de radiação solar em kWh/m²/dia para células 10km x 10km.

A seguir apresentamos histograma gerado com a mesma informação primária do mapa anterior. Observa-se concentração de irradiação média diária entre 4,8 e 6,0 kWh/m²/dia, enquanto que na Alemanha o valor máximo é 3,4 kWh/m². Ou seja, o local com menor insolação no Brasil é melhor que o de maior insolação na Alemanha, sendo este o país com maior capacidade instalada em energia fotovoltaica.



Fig. 5.4 – Histograma com irradiação em plano inclinado igual à latitude do local. Observa-se grande ocorrência de irradiação em nível superior a 4,8 kWh/m²/dia. Fonte: SWERA.

5.4 APLICAÇÕES DA ENERGIA SOLAR

Com exceção da energia maremotriz e da geotérmica, as demais fontes renováveis podem ser vistas como usos indiretos da energia solar. Por exemplo, a bioeletricidade depende da conversão da energia solar em biomassa através da fotossíntese; a energia eólica decorre de gradientes de temperatura entre massas de ar aquecidas de forma não homogênea; e, finalmente, as usinas hidrelétricas dependem do ciclo da água, cujo “motor” é a energia solar.

Por sua vez, há duas classes principais de uso direto da radiação solar: (i) aquecimento de água; e (ii) produção de eletricidade.

5.4.1 Aquecimento d’água

Em sua versão mais simples e usual, a água é aquecida pela energia solar através de coletores presos aos telhados das residências. A água mais quente sobe do coletor para o tanque e a água mais fria desce deste para o coletor por convecção.

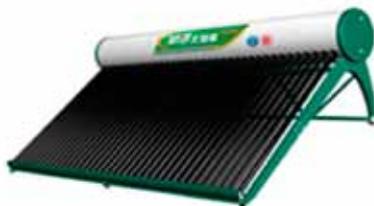
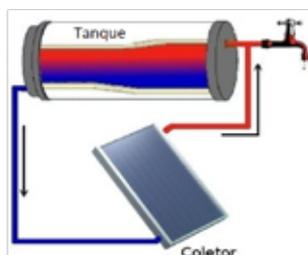


Fig. 5.5 – Esquerda: o aquecimento solar baseia-se na convecção natural da água. Direita: emprego de coletores planos num conjunto habitacional no Brasil. Abaixo, sistema mais popular na China com o coletor plano sendo substituído por tubos de vidro evacuados, mais adequados a climas temperados.

5.4.2 Produção de energia elétrica

De forma simplificada a energia solar pode ser convertida em eletricidade de duas maneiras: (a) através do efeito fotovoltaico, no qual células feitas de um material semicondutor, por exemplo, o silício, ao ser exposto à luz (fótons) produz uma corrente elétrica ou (b) concentração da energia solar através de espelhos, de forma a aquecer um fluido de trabalho (gás ou líquido pressurizado, que no caso de torres termossolares pode ser até mesmo água do mar) para produzir vapor a elevadas temperaturas (150 a 1000 °C). O vapor é utilizado para mover turbinas conectadas a geradores elétricos. São os chamados sistemas CSP – Concentrated Solar Power –, que podem ser do tipo parabólico, refletor *Fresnel*, prato *Stirling* ou torre termo solar.

A Fig. 5.6 exhibe, na parte superior, um conjunto de módulos de silício monocristalino utilizados para produzir energia elétrica através de emprego direto do efeito fotovoltaico. No centro, um exemplo de instalação CSP na qual milhares de espelhos são posicionados para concentrar a energia solar na forma de calor para produção de vapor, que é utilizado como em uma usina termoelétrica convencional. Nos sistemas CSP há *heliostatos* (dispositivos que incluem espelhos) que acompanham o movimento aparente do sol no céu de forma a manter a reflexão dos raios solares apontada sempre para o mesmo ponto. Na parte inferior exemplo de usina CSP próxima de Sevilha, Espanha. Cabe destacar que em algumas aplicações de CSP, tem-se buscado empregar sal fundido,

composto de nitrato de potássio e nitrato de sódio, tanto como fluido de transferência de calor como armazenamento térmico. A possibilidade de armazenar energia permite que a produção seja concentrada no período de maior consumo de energia elétrica, quando o preço da energia é maior, o que pode perfeitamente ocorrer à noite.



Fig. 5.6 – Aplicações da energia solar na produção de energia elétrica.

5.5 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Sistemas fotovoltaicos são compostos por módulos, inversores, dispositivos de proteção, sistema de fixação e suporte dos módulos, cabos e, opcionalmente, baterias e controladores de carga – mas que são usuais em sistemas isolados.

Cabe destacar que existem fabricantes nacionais e internacionais estabelecidos no Brasil para baterias, controladores de carga e inversores, como ABB, CP Eletrônica, Eltek, Enertec, Moura, PHB, Santerno, Tudor, Unitron, WEG, entre outras. Para módulos fotovoltaicos, 2011 marca o início do funcionamento da fábrica da Tecnometal, em Campinas, que utiliza componentes nacionais e importados (e entre estes as células). Ainda não há produção nacional de células fotovoltaicas em escala industrial.

Sistemas isolados utilizam baterias (e, conseqüentemente, também equipamentos de controle de carga/descarga de baterias) por precisarem armazenar a energia elétrica gerada (a parte dela que não for consumida no instante da geração) para uso à noite e em outros horários com baixo nível de irradiância solar. Portanto, eles precisam ser superdimensionados, já que têm que atender à demanda nos períodos críticos, que são períodos com maior diferença entre um baixo nível de irradiação solar e um alto perfil de consumo (na base diária, semanal ou mensal, conforme o critério de dimensionamento necessário para as condições de irradiância x perfil de consumo do local). Com isso, esses sistemas desperdiçam energia na forma de calor, principalmente nos períodos de verão, quando a geração supera o consumo.

No caso de um sistema interligado à rede que pretende deixar a edificação autossuficiente, este não precisa ser superdimensionado como nos sistemas isolados. O dimensionamento é feito para que a energia fotovoltaica gerada na base anual seja igual ao consumo anual. De forma geral, considerando a existência de um mecanismo internacionalmente conhecido como *net metering*³³: (i) O sistema injetaria energia na rede nos meses com geração maior que consumo, gerando um “crédito energético” na conta de energia; (ii) esse “crédito” seria utilizado nos meses com consumo maior que geração. O objetivo final, para uma edificação autossuficiente, é que ao fim do ano, este “crédito energético” esteja o mais próximo de zero possível.

Apresentamos a seguir uma breve descrição dos componentes, relacionados esquematicamente na figura abaixo.

33 Como será visto no relatório, este mecanismo está sendo proposto também no Brasil na minuta da regulamentação apresentada pela ANEEL.

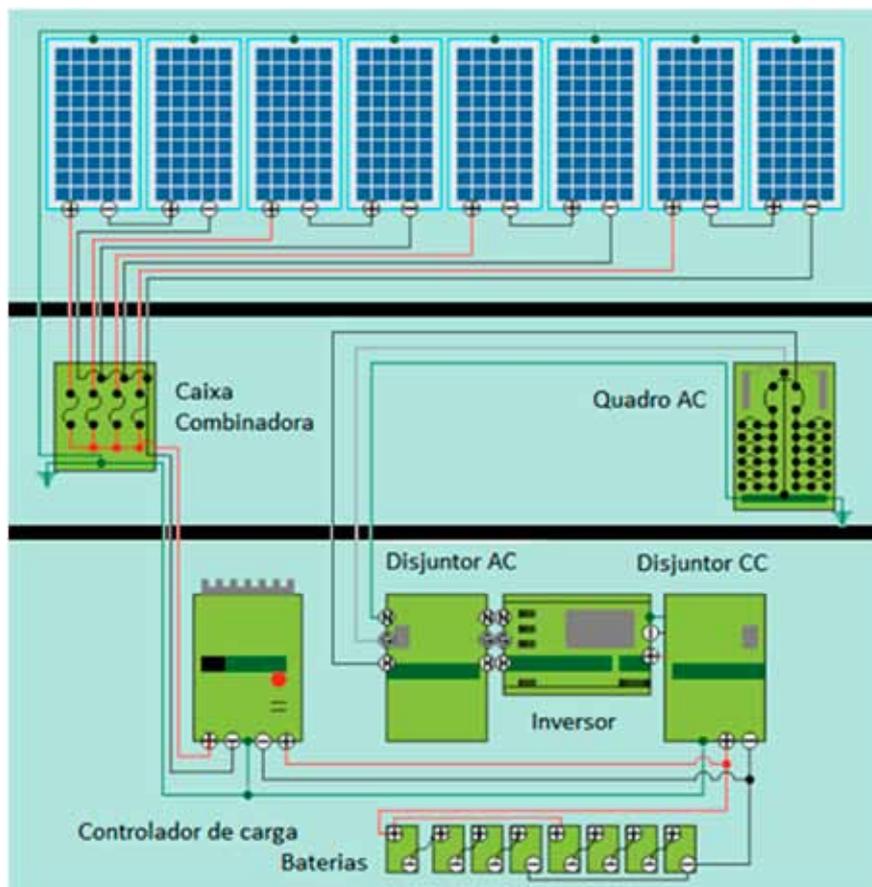


Fig. 5.7– Componentes de um sistema fotovoltaico isolado.

5.5.1 Módulos

A tensão de circuito aberto de cada célula fotovoltaica é pequena, da ordem de 0,5-0,6 Volts para células de silício cristalino. Assim, um módulo de silício cristalino de 30 Volts é constituído, por exemplo, por 60 células de 0,5 Volts conectadas em série³⁴. O número de módulos é definido de maneira a atingir a potência desejada. Os módulos podem ser ligados em série e/ou em paralelo dependendo da corrente e tensão desejadas. A tensão e correntes resultantes das ligações dos módulos precisam ser definidas observando-se a faixa operativa dos inversores.

A potência nominal de uma célula ou módulo solar fotovoltaico é a potência de pico (ou potência máxima) obtida sob condições padrão de teste (CPT). Daí vem o fato de se incluir o sufixo "pico" (ou "p") à unidade de potência utilizada.

34 Em alguns modelos de módulos, principalmente nos de grandes dimensões, há arranjos de células em série e em paralelo, de acordo com a tensão de circuito aberto e corrente de curto circuito, e, consequentemente, tensões e correntes de operação que se queiram atingir.

As unidades comumente usadas são: watt-pico (Wp) e quilowatt-pico (kWp). As CPT para células e módulos fotovoltaicos são³⁵: (a) temperatura da junção da célula fotovoltaica = $(25 \pm 2)^\circ\text{C}$; (b) irradiância = 1.000 W/m^2 , normal à superfície de ensaio, e; (c) espectro solar = AM1,5³⁶.

Curva I x V

As medidas de tensão e corrente de um módulo podem ser desenhadas em uma curva característica (I x V) do módulo, como a ilustrado no próximo gráfico. Observa-se que a corrente (eixo Y à esquerda) é bastante influenciada pela irradiância como indicam as curvas para 600 , 800 e 1.000 W/m^2 . Quando a tensão é nula, temos o valor de corrente de curto-circuito (I_{sc}). Quando a corrente é nula, temos a tensão de circuito aberto (V_{oc}).

A potência elétrica, produto entre tensão e corrente, é exibida no eixo Y à direita do gráfico. No exemplo, o ponto de potência máxima ocorre para 1.000 W/m^2 , tensão igual a 30 Volts e corrente de $7,5 \text{ Ampères}$, resultando em 225 Wp .

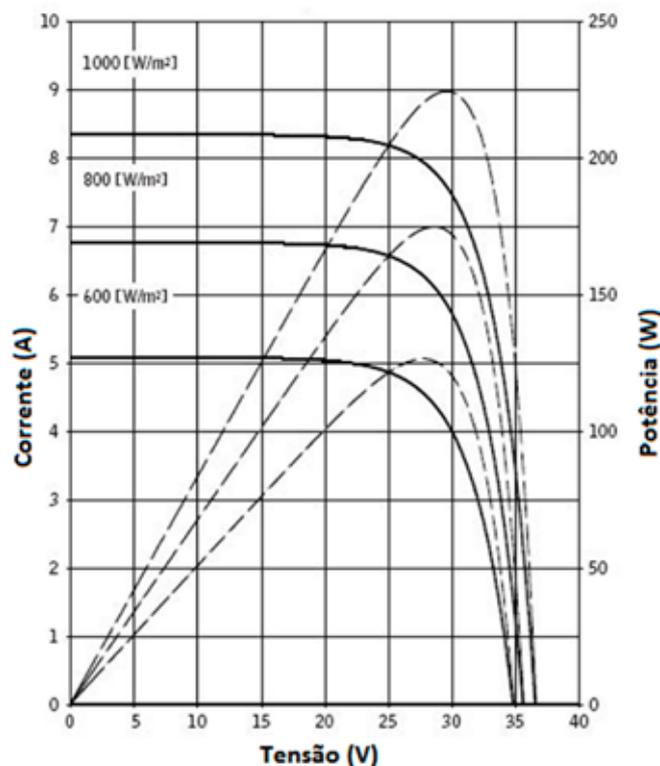


Fig. 5.8 – Curva característica de módulo fotovoltaico.

35 Fonte: NBR 10899:2006.

36 O espectro da radiação solar é alterado pela interação com a atmosfera. Fora desta o *Air Mass* (AM) é nulo, por isso denominado AM0. O espectro da radiação solar perpendicular à superfície terrestre, com os raios solares atravessando uma atmosfera é denotado AM1. AM 1,5 é o espectro da radiação solar que interage com uma espessura de 1,5 atmosferas, o que equivalente a um ângulo de zênite de 48 graus.

Efeito da Temperatura

A tensão é mais influenciada pela temperatura que a corrente: a tensão diminui significativamente com o aumento da temperatura enquanto a corrente sofre pequena elevação. O aumento da intensidade da luz incidente no módulo aumenta a temperatura das células, diminuindo sua eficiência.

Os fabricantes dos módulos fotovoltaicos indicam os coeficientes de temperatura para potência máxima, tensão de circuito aberto e corrente de curto circuito. Valores típicos são exibidos a seguir:

| Coeficiente (% / °C) | <i>mono-c</i> | <i>poli-c</i> | <i>s-amorfo</i> |
|-----------------------------|----------------------|----------------------|------------------------|
| Pmpp | -0.38 | -0.45 | -0.21 |
| Voc | -0.29 | -0.32 | -0.38 |
| Isc | 0.05 | 0.06 | 0.10 |

No Brasil, as células podem facilmente alcançar 70 °C, o que implica, com base nos coeficientes anteriores, em redução na potência máxima de cerca de 20% para os módulos policristalinos e de 10% para os módulos de silício amorfo.

Componentes de um módulo fotovoltaico

Os módulos fotovoltaicos protegem as células solares – que são conectadas em série, e às vezes também em paralelo, por pequenas tiras metálicas³⁷ que fornecem também contatos externos – encapsulando-as em materiais plásticos, normalmente EVA (acetato de vinil-etila). O lado exposto ao sol é coberto com vidro temperado e antirreflexivo e a parte posterior com plástico Tedlar®, vidro ou outro substrato. Uma caixa de junção é localizada normalmente na parte posterior do módulo. Finalmente, o módulo é emoldurado com uma estrutura de alumínio anodizado, que lhe dá rigidez e proteção contra as intempéries. Normalmente os fabricantes dão garantia de 90% da potência inicial com 10 anos de uso e 80% após 25 anos.

³⁷ No caso de módulos de filmes finos, a conexão é feita por óxidos transparentes condutivos – TCO, da sigla em inglês.

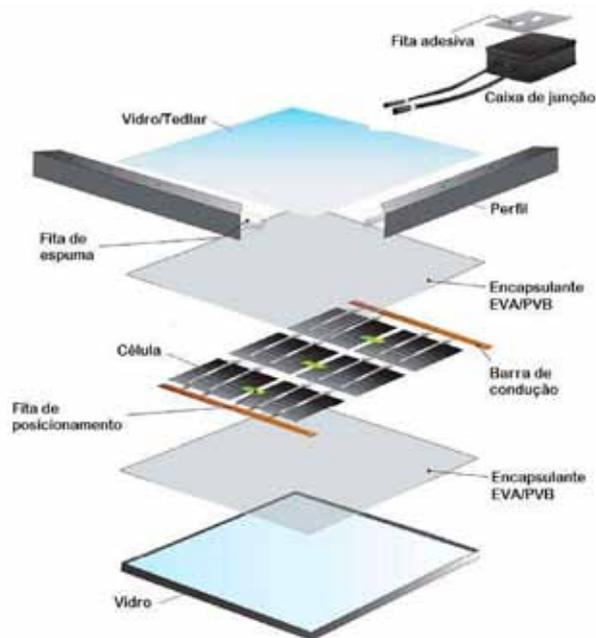


Fig. 5.9 Componentes de um módulo fotovoltaico de silício cristalino. Adaptado de Homero Schneider, *Inova FV* (2011). Há módulos de filmes finos sem molduras, em sanduíche vidro-vidro.

Tipos de módulos

Os materiais mais utilizados hoje para a fabricação das células fotovoltaicas são o silício monocristalino (31%) e policristalino (57%) e os chamados filmes finos: silício amorfo e silício microcristalino ($\mu\text{c-Si}$) ($\alpha\text{-Si} + \mu\text{c-Si}$: 3,4%), telureto de cádmio (CdTe) (5,5%) e (dis) seleneto de cobre (gálio) e índio (CIS e CIGS) (2,4%).

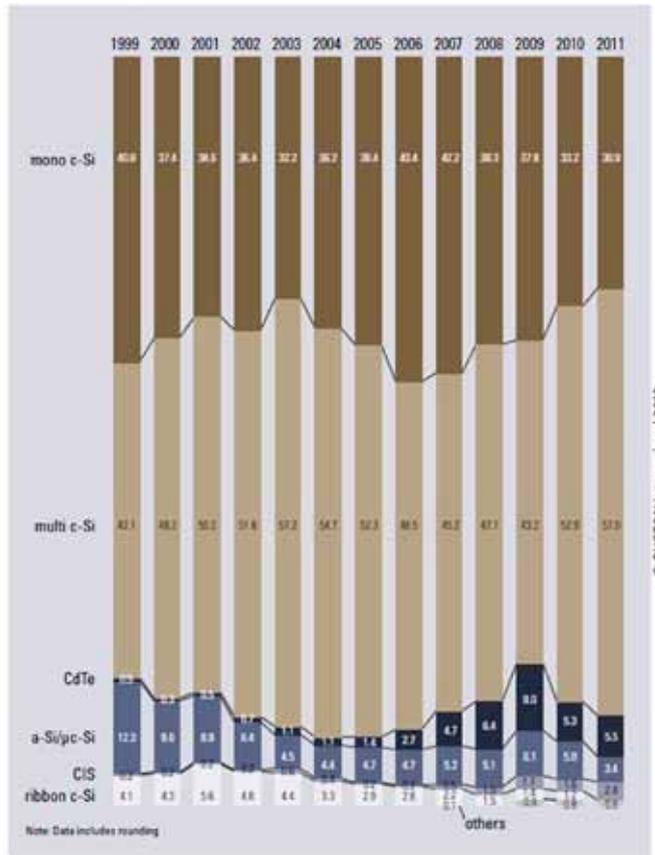


Fig. 5.10– Participação das células fotovoltaicas na produção total.

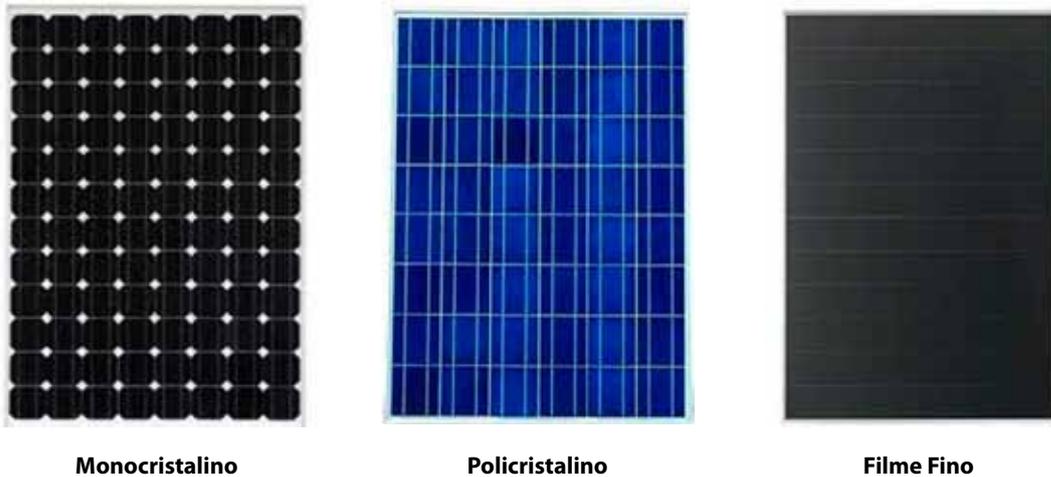


Fig. 5.11– Módulos fotovoltaicos mais comuns. O corte nas células de silício monocristalino tem formato circular, porém, o ideal é que ocupem a maior área possível. Por isso pequenos cortes são feitos, de modo que a célula redonda se assemelhe a um octógono (esq.). Ao centro, módulos policristalinos com tradicional aspecto azulado. A escassez relativa de silício no mercado entre 2005 e 2009 e o surgimento de empresas oferecendo linhas de produção turn key para células de filme fino (direita) provocaram rápida expansão nesta tecnologia, com o surgimento de cerca de 200 empresas.

Silício Cristalino

A produção de silício de grau metalúrgico, com 99% de pureza, consiste na mineração de formações rochosas, na forma de cristais de quartzo de alta pureza e envolve elevados níveis de investimento e preparo técnico. A obtenção do silício de grau metalúrgico envolve a redução, em fornos elétricos, dos cristais de quartzo, fazendo-os reagir com substâncias ricas em carbono, como carvão mineral ou vegetal. No Brasil, a RIMA Industrial desenvolveu um processo de produção ambientalmente sustentável que envolve reflorestamento do eucalipto, garantindo 100% de autossuprimento de energia e carbono.

Para a produção das células fotovoltaicas, o silício utilizado deve apresentar um nível ainda maior de pureza, de grau solar, com 99,9999% de pureza. Para obtenção do silício de grau solar existem duas diferentes rotas tecnológicas: a rota química, ou tradicional, e a rota térmica, ou metalúrgica.

A rota química pode seguir diferentes processos: i) hidrocloração em redutor Siemens: triclorosilano (TCS) com deposição em reator *Siemens Chemical Vapor Deposition* (CVD), tendo como precursor a hidrocloração. O silício de grau metalúrgico é alimentado em um reator com uma corrente de H_2 e outra de tetracloreto de silício (STC) que são gerados no processo durante as etapas posteriores. O rendimento do TCS fica entre 15-20%; ii) cloração direta em reator Siemens: TCS com deposição em reator Siemens CVD, tendo como precursor a cloração direta e conversores STC/TCS. O silício de grau metalúrgico é alimentado em um reator com uma corrente de HCl, gerado no processo durante as etapas anteriores. O rendimento do TCS é da ordem de 80-90%; iii) monosilano com deposição em FBR (*Fluidized Bed Reactor*), e; iv) monosilano com deposição em CVD Siemens. A figura seguinte apresenta um esquema do reator Siemens.

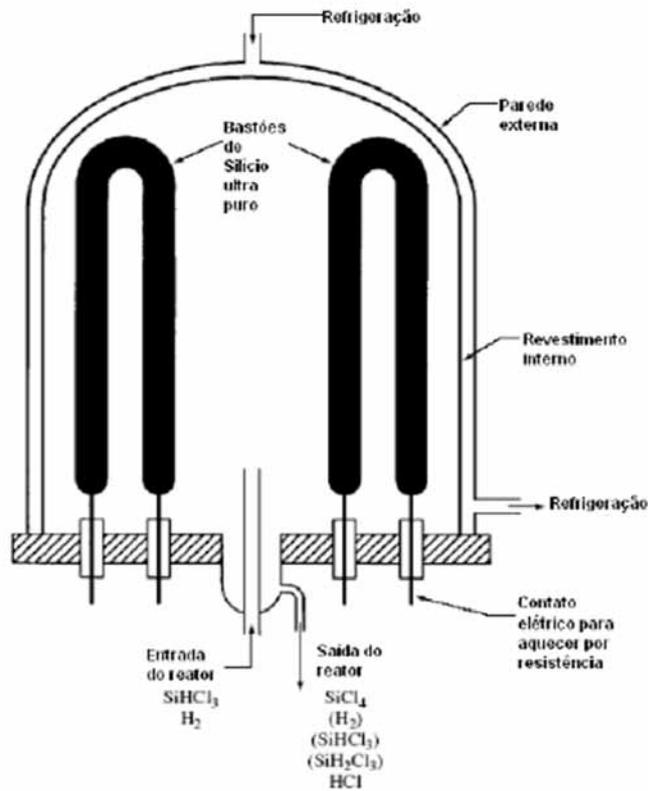


Fig. 5.12 Desenho esquemático do Reator Siemens. (Fonte: RIMA Industrial)

A rota química permite, adicionalmente, que seja obtido o silício de grau eletrônico, com grau de pureza mais elevado, utilizado na indústria microeletrônica, na produção de circuitos integrados (até o final de década de 1990, o silício de grau solar era obtido apenas como subproduto gerado durante a produção do silício de grau eletrônico). Por sua vez, a rota química é um processo altamente intensivo em capital e energia elétrica. Informações de mercado apontam para um volume de investimento em capital da ordem de US\$ 1,5 bilhão para construção de uma planta de purificação de silício por meio da rota química, com capacidade instalada de 10.000 toneladas/mês. O consumo específico de energia elétrica é bastante significativo e representa uma parte importante dos custos de purificação. Empresas produtoras têm destinado recursos de P&D para a otimização do processo, reduzindo seu custo.

A rota térmica, ou metalúrgica, consiste na execução de etapas consecutivas e repetidas de processos pirometalúrgicos e hidrometalúrgicos. Nesses processos, as impurezas são removidas do silício de grau metalúrgico por meio de reações químicas e processos físico-químicos. Esta rota tem sido tema de pesquisa e desenvolvimento em várias empresas do setor fotovoltaico. A *Kawasaki Steel Corporation* desenvolveu uma planta piloto para produção do silício de grau solar através dessa rota, com um processo que envolve reações em alto vácuo, solidificação direcional e uso de plasma térmico com

vapor d'água. Outra empresa, a *6N Silicon*, atualmente *Calisolar*, desenvolveu uma rota que utiliza uma liga de silício-alumínio. A *Elkem Solar* desenvolveu uma rota metalúrgica, baseada na sequência apresentada na figura abaixo:

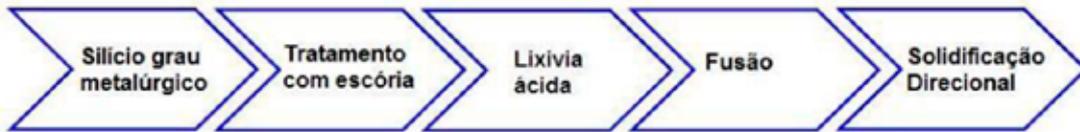


Fig. 5.13 Processo de obtenção de silício de grau solar através de rota metalúrgica desenvolvida pela *Elkem Solar*. (Fonte: RIMA Industrial)

O quartzo comercial contém altos teores de impurezas. Para o processamento através da rota metalúrgica, é necessária a utilização de quartzo puro, com pureza superior a 99,9%. O Brasil possui inúmeras jazidas de quartzo de alto teor de pureza. Algumas empresas brasileiras estão focadas no desenvolvimento de tecnologia para aperfeiçoar o processo de obtenção do silício de grau solar através da rota metalúrgica, com resultados promissores.

Ao contrário da rota química, a rota metalúrgica não permite o desenvolvimento de silício de grau eletrônico. Por sua vez, esta rota envolve uma linha de produção mais enxuta, o que resulta em um volume de investimento em capital relativamente menor. Além disso, a escala de produção necessária para viabilizar uma planta de purificação baseada nesta rota é menor. É importante ressaltar, contudo, que o desenvolvimento do processo metalúrgico ainda encara alguns desafios técnicos, principalmente com relação ao controle de impurezas, além de ainda não ter sido avaliado em escala comercial.

As células fotovoltaicas podem ser constituídas de *wafers* ("fatias") de cristais de silício monocristalinos ou policristalinos. Os primeiros são cristais homogêneos, que resultam em células de alto rendimento energético, de produção mais difícil e mais cara. Já os policristalinos são peças com mais imperfeições, resultantes de mais de uma formação cristalina e, portanto, representam a parcela mais acessível de células solares.

Os *wafers* de silício policristalino são a base da indústria fotovoltaica atual, como já exposto anteriormente. A principal tecnologia utilizada para obtenção do silício policristalino é a técnica de Bridgman, que envolve a fundição e cristalização do lingote de silício de forma direcional em uma câmara.

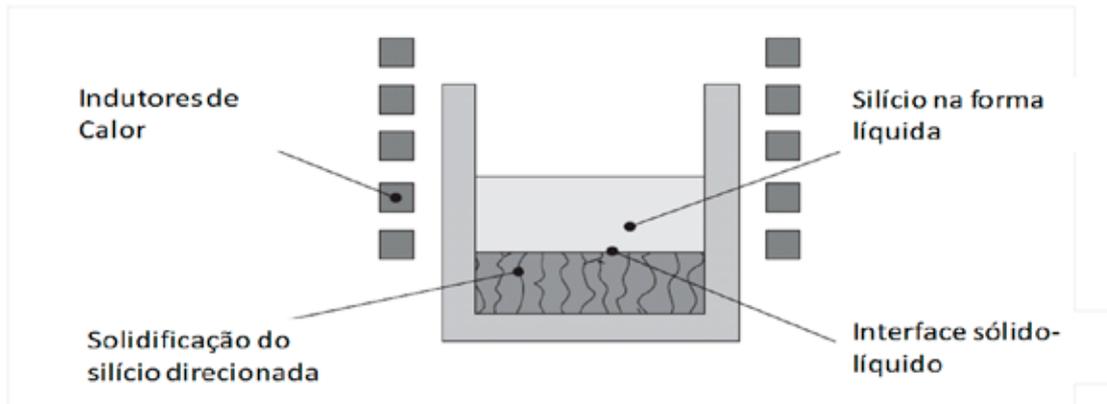


Fig. 5.14 Técnica de Bridgman para fabricação de lingotes de silício policristalino. (Fonte: Handbook of Photovoltaic Science and Engineering, 2nd Ed, 2011)

Os lingotes monocristalinos podem ser obtidos segundo alguns processos. O mais comumente descrito é conhecido como processo Czochralski e consiste no derretimento do cristal já com alta pureza em um recipiente de quartzo. Em seguida, um pequeno pedaço de cristal monocristalino, denominado "semente", é inserido no líquido e, muito lentamente, inicia-se a cristalização ao redor da semente. Ao retirar a peça aos poucos da mistura, um cristal maior haverá se formado ao redor daquele que foi previamente inserido.

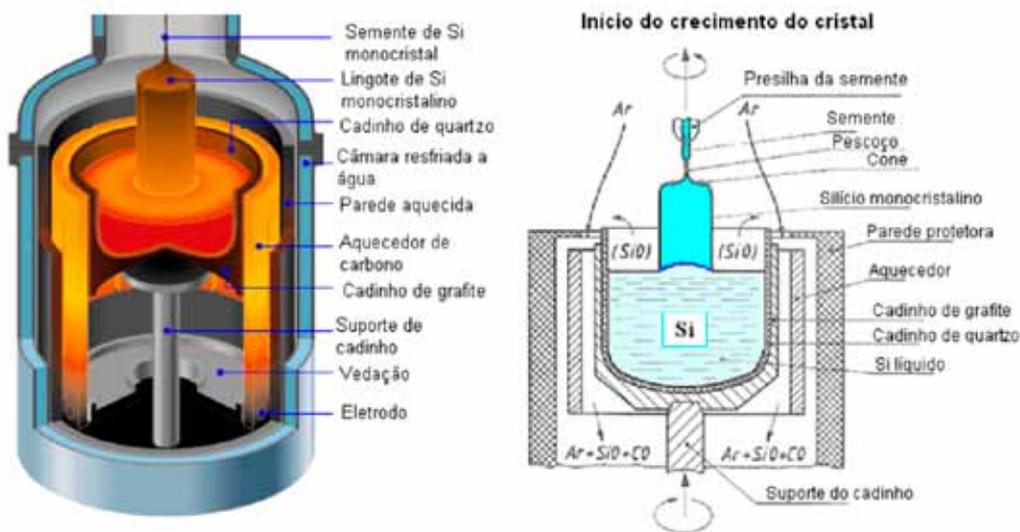


Fig. 5.15 Esquema de solidificação pelo método Czochralski para obtenção do lingote monocristalino. (Fonte: <http://people.seas.harvard.edu>.)

Após a produção do lingote, estes são cortados em finas fatias, os *wafers*, que são utilizados na fabricação das células. No caso da aplicação fotovoltaica, os *wafers* não precisam ser tão lisos e livres de imperfeições como para a utilização na indústria microeletrônica, pois as irregularidades na superfície aumentam a área de contato com a luz.



Fig. 5.16 Lingotes e wafers de silício cristalino. (Fonte: CEEG Semicon.)

O wafer obtido passa por um processo sequencial onde recebe a formatação final na célula fotovoltaica. Neste ponto a célula é testada e incorporada ao módulo. A montagem do módulo é usualmente realizada na própria unidade de produção da célula, mas pode ocorrer em unidades menores, próximas do mercado consumidor. O uso de unidades menores apenas para montagem pode apresentar vantagens econômicas, uma vez que o custo de transporte do módulo pronto, incluindo a estrutura de alumínio e vidro, pode ser significativo, por conta do peso e volume transportados.



Fig. 5.17 Cadeia produtiva do módulo fotovoltaico baseado em silício cristalino. (Imagens: IPT, CEEG, Inovação Tecnológica.)

Filmes Finos

Os filmes finos surgem como alternativas mais baratas para a produção de células, comparativamente aos wafers de silício cristalino. Contudo, as células baseadas em filmes finos apresentam menores eficiências de conversão, reduzindo sua vantagem comparativa. Historicamente, o silício amorfo foi a tecnologia mais utilizada para produção de filmes finos, embora atualmente a maior capacidade instalada de módulos com células de filme fino utiliza a tecnologia CdTe. Comercialmente, a eficiência dos filmes finos varia de 6% a 12%, sendo que o silício amorfo varia de 6% a 9%, CdTe 9-11% e CIGS 10-12%. A tecnologia mais recentemente desenvolvida, CIGS, já demonstrou eficiências maiores em laboratório, chegando a 20% para célula e 16% para o módulo.

Para fabricação da célula, o material semiconductor é depositado, em uma fina camada, sobre um substrato de vidro ou lâminas de aço, sendo o vidro utilizado em 95% dos casos. As células de filme fino são conectadas diretamente sobre o substrato, graças a processos alternados de deposição, usualmente em condições de vácuo.

A figura mostra a estrutura básica das principais famílias tecnológicas de filmes finos.

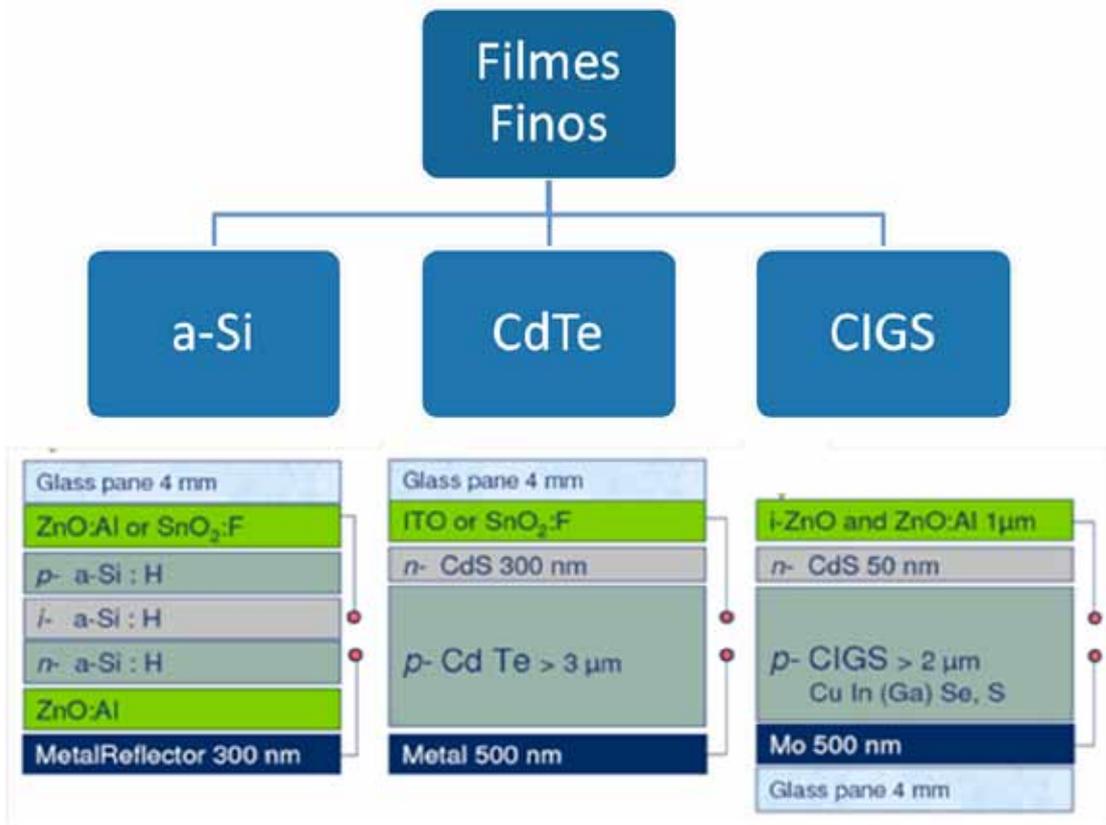


Fig. 5.18 Estrutura da célula de filme fino. (Fonte: Solar&Energy.)

Dependendo do substrato que está sendo usado, vidro ou aço, a sequência do processo envolve o crescimento da camada do semiconductor, deposição dos óxidos, marcação a laser e metalização. A montagem do módulo, de forma geral, acontece na própria planta de produção da célula, uma vez que a célula de filme fino é muito suscetível a danos mecânicos durante o transporte.

Comparativamente, a cadeia produtiva da célula com filme fino envolve um menor número de etapas e linhas de produção, o que explica o seu custo reduzido. De forma geral, o processo permite que todas as operações sejam realizadas em uma única planta. A figura seguinte compara os processos.



Fig. 5.19 Diferenças nos processo de fabricação de módulos utilizando silício cristalino (na parte superior) e filme fino, com deposição em substrato de vidro (parte inferior). Os custos relacionados ao material utilizado na produção de células com silício cristalino têm absorvido boa parte dos recursos de P&D no setor ao longo dos anos. (Fonte: Saint-Gobain Solar)

As células baseadas em filmes finos apresentam uma vantagem adicional com relação à menor perda de eficiência em ambientes com alta temperatura e umidade, ao menos em teoria. Esta é uma das razões pelas quais esta tecnologia tem sido bastante utilizada nas instalações fotovoltaicas indianas. Contudo, é fundamental lembrar que estas células ainda não conseguiram atingir o mesmo nível de eficiência (comercial) de conversão da tecnologia baseada em silício cristalino.

O telúrio, utilizado para a produção de células de telureto de cádmio (CdTe), é um subproduto da indústria do cobre. Sua produção é de algumas centenas de toneladas

por ano e provém de: Japão, Peru, Canadá, EUA e Bélgica. Em 2011, o preço médio do telúrio chegou a US\$ 360/kg, vindo de uma tendência de alta acompanhando o preço do cobre. No curto prazo, por conta da desaceleração econômica, esta tendência parece estar se revertendo.

O índio, utilizado na produção de células CIGS, é subproduto da exploração do zinco. Também é utilizado na indústria de LCD, celulares e informática. Sua produção anual é da ordem de 600 toneladas e vêm principalmente de: China, Coreia do Sul, Japão, Canadá, Rússia, Bélgica, Brasil e Peru.

5.5.2 Inversores

São dispositivos elétricos ou eletromecânicos capazes de converter um sinal elétrico CC (corrente contínua) variável produzido pelos módulos em sinal elétrico CA (corrente alternada), em tensão adequada (a mesma da rede elétrica) e com frequência e formato de onda o mais próximos da corrente da rede elétrica, no caso de sistemas interligados. Muitos inversores oferecem sistemas de medição com envio de dados por rádio ou cabo para um servidor e deste para a Internet.



Fig. 5.20 – Inversor de 5.000 W. Na parte inferior um dispositivo para desconectar a entrada CC.

5.5.3 Cabos

São dimensionados de forma a reduzirem as perdas de potência nas instalações em função da distância entre as cadeias dos módulos fotovoltaicos e o inversor, tensão e/ou corrente. No lado da corrente contínua os cabos geralmente têm seção transversal pequena, tipicamente entre 2,5 mm² e 10 mm². Entre os módulos e os inversores e entre os inversores e o quadro de força devem existir **esquemas de proteção**, que são disjuntores, dispositivos de proteção contra surtos atmosféricos (DPS), chaves seccionadoras etc., empregados para proteger e isolar o sistema fotovoltaico para execução de reparos ou manutenção.

Caixas combinadoras permitem inclusão de dispositivos de segurança por cadeia de módulos, permitindo que uma manutenção seja feita em determinada parte do sistema.

5.5.4 Controladores de carga e baterias

Os controladores são dispositivos eletrônicos que operam a corrente contínua com a função primordial de administrar a carga e a descarga das baterias. São normalmente empregados em sistemas isolados, controlando a geração fotovoltaica, que é armazenada nas baterias durante o dia (carga), e a descarga da bateria para atendimento ao consumo durante o dia e à noite.



Fig. 5.21 –Controlador de carga (esquerda) e banco de baterias (direita).

5.5.5 Estrutura de suporte

Normalmente estruturas metálicas (alumínio anodizado ou aço inox) são utilizadas para a fixação dos módulos nos telhados ou no solo.



Fig. 5.22 – Sistema de fixação em telhado plano. A distância entre as fileiras é definida a partir do trade-off entre perdas por sombreamento e área aproveitada.

Em alguns casos – normalmente em usinas de maior capacidade – os suportes podem estar acoplados a dispositivos projetados para acompanhar o movimento aparente do sol no céu para maximizar a produção de energia. O ganho econômico decorrente do aumento na produção de energia deve superar o incremento no custo decorrente da instalação de eixos móveis (um ou dois eixos) somado ao incremento no custo de operação e manutenção do sistema.

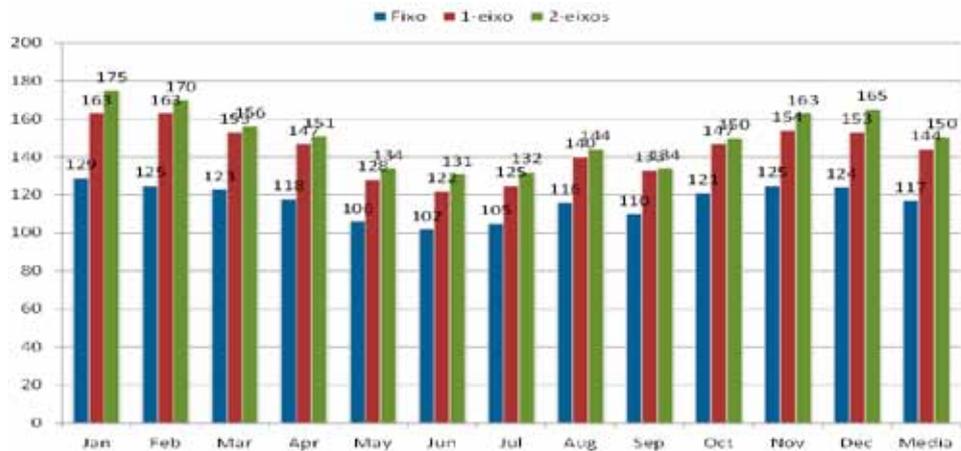
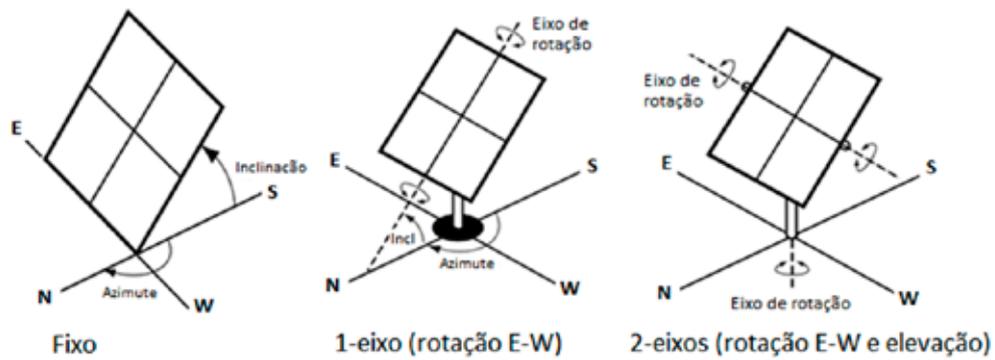


Fig. 5.23 – Acima: sistema fixo, com rastreamento de um e dois eixos. Abaixo: correspondente produção de energia fotovoltaica (Wh) para instalação de 1000 Wp no RJ. Há ganho de +23% e 28% na produção anual de energia para rastreadores com rotação de 1 e 2 eixos, respectivamente.

5.6 PANORAMA DO MERCADO

A crescente demanda por fontes renováveis de energia e proliferação de programas de incentivos em diversos países faz com que a produção de células fotovoltaicas avance a ritmo acelerado. A Revista *PHOTON International* estimou em 37,2 GW a produção de células fotovoltaicas em 2011 (Fig. 5.24). Este valor é **36% superior** à produção do ano anterior (2010) e cerca de **130 vezes a produção do ano 2000**.

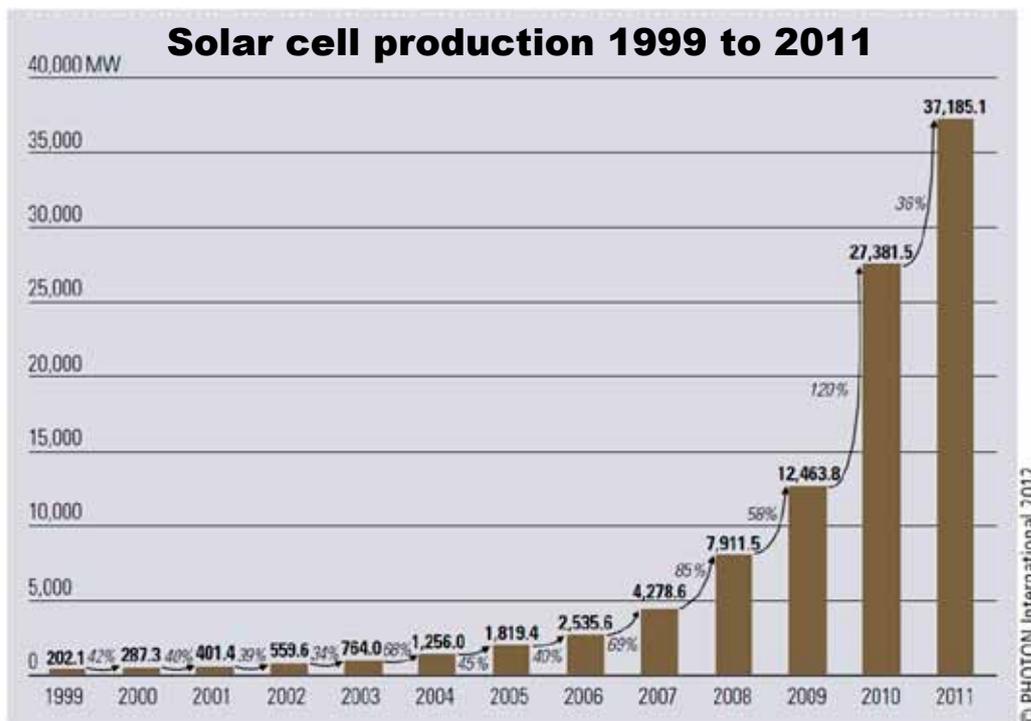


Fig. 5.24 – Produção mundial de células fotovoltaicas (MW). Fonte: PHOTON Internacional 2012-03.

Ao final de 2011 a capacidade de produção de células fotovoltaicas era de 57,9 GW/ano (PHOTON Internacional, 2012). As taxas de crescimento anual nos últimos cinco anos situam-se entre 36% e 120% com maior crescimento na produção na Ásia: China e Taiwan já respondem juntas por 68% da produção mundial de 2011. Um aumento massivo da capacidade produtiva está ocorrendo. Estima-se que, ao final de 2012, a produção mundial de células fotovoltaicas seja de 52,5 GW/ano, com correspondente capacidade de produção de 69,0 GW/ano (PHOTON Internacional, 2012).

Mesmo nas previsões de crescimento de mercado mais otimistas, o acréscimo da capacidade instalada será bem superior ao crescimento do mercado. Como consequência, e ainda com os cada vez mais baixos preços praticados pela China, a pressão para que os preços continuem baixos será mantida – uma característica típica de mercado com excesso de capacidade, o que provavelmente acelerará a consolidação da indústria de energia fotovoltaica (com muitas quebras, fusões e aquisições de empresas esperadas para o futuro próximo).

Atualmente (2011), cerca de 88% da produção de módulos utiliza tecnologia de silício cristalino baseado em *wafers*³⁸. Uma vantagem dessa tecnologia é que linhas completas de produção podem ser compradas, instaladas e tornarem-se operacionais em

38 Ou "fatias", bloco fundamental da célula fotovoltaica.

curto espaço de tempo. A previsão da oferta de silício para aplicações solares em 2012 varia entre 250 e 400 mil toneladas. A produção das células dependerá da quantidade de material utilizado por Wp. Atualmente são necessários 6 a 8 gramas por Wp. Espera-se que este consumo possa ser reduzido para algo como 4 a 5 gramas por Wp em alguns anos.

A energia solar fotovoltaica tem atributos que a tornam única. O fato de ser possível incrementar a produção tão rapidamente e a tecnologia se desenvolver a partir de infraestrutura existente faz com que a taxa de inovação da energia solar fotovoltaica seja muito maior que a dos demais setores de energia. Na realidade, esta taxa situa-se mais próxima de setores como TI, com suas mudanças constantes.

Existe muita pesquisa em novas tecnologias, ainda não comerciais, mas ao mesmo tempo há grandes inovações acontecendo na indústria, que busca novas formas para fabricar, financiar, empacotar, vender e instalar a energia solar utilizando as tecnologias disponíveis comercialmente hoje.

Os preços dos módulos continuam em declínio e os inventários aumentando por conta dos elevados investimentos na oferta, não acompanhados pela demanda.

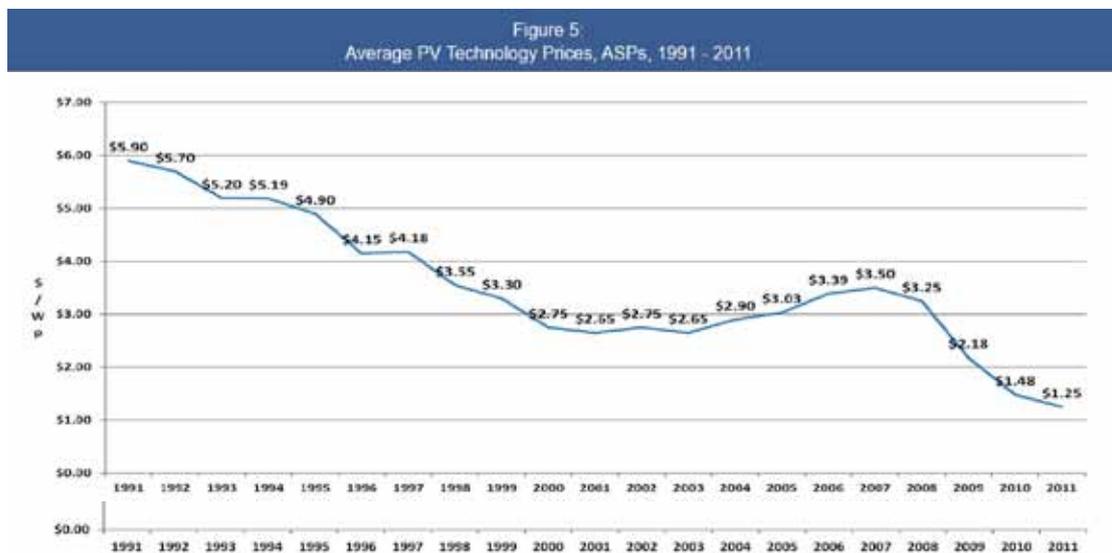


Fig. 5.25 – Preço médio dos módulos fotovoltaicos. Fonte: Navigant's Solar Outlook 2012-01 (Fev 2012).

Os principais mercados mundiais em 2011 continuam na Europa, como indicado no gráfico a seguir. A Alemanha mantém a liderança mundial em instalações solares.

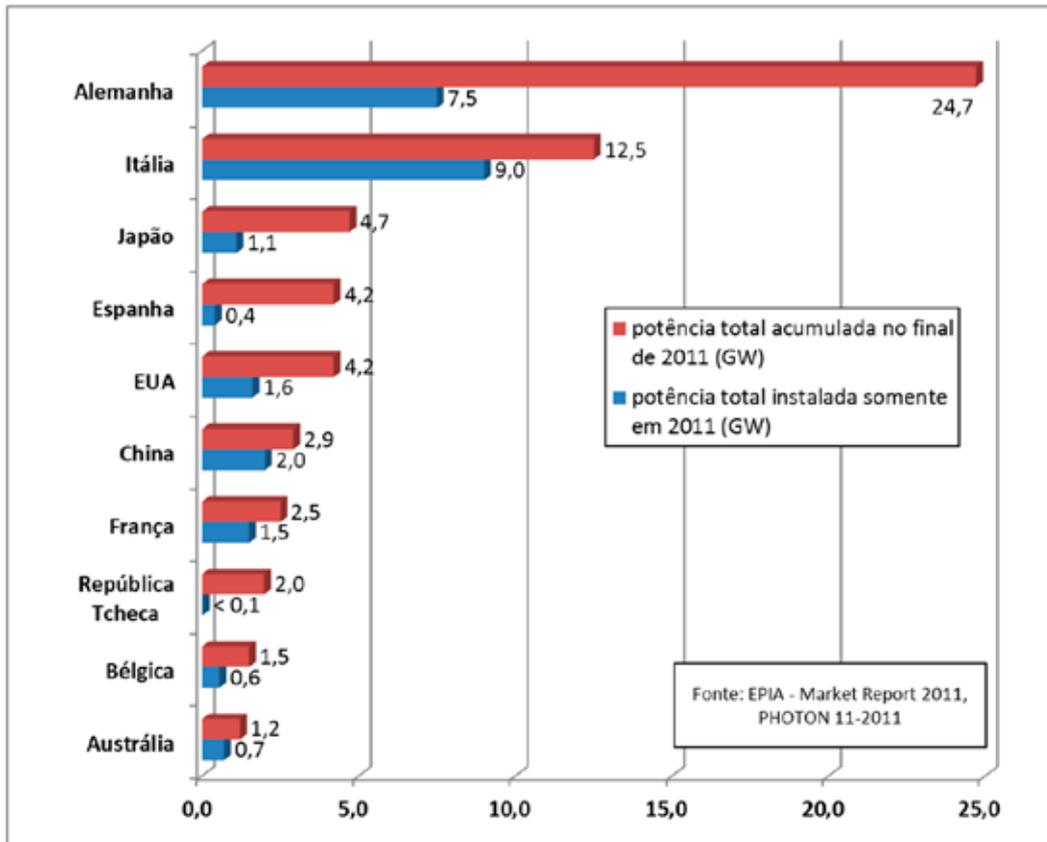


Fig. 5.26 – Principais mercados mundiais em 2010 (em GWp instalados). Fonte: EPIA – Market Report 2011, PHOTON Internacional 11-2011.

Os mercados europeus aparecem em 2011 em baixa com relação ao ano anterior, principalmente em função da crise na Europa, que levou a uma redução nos programas de incentivo devido à contenção de gastos. A demanda na China e nos Estados Unidos cresce, mas não a ponto de compensar a queda europeia. Como resultado, o preço de módulos cristalinos ao final de 2011 se aproxima de US\$1 por Wp.

Factory-gate c-Si module prices

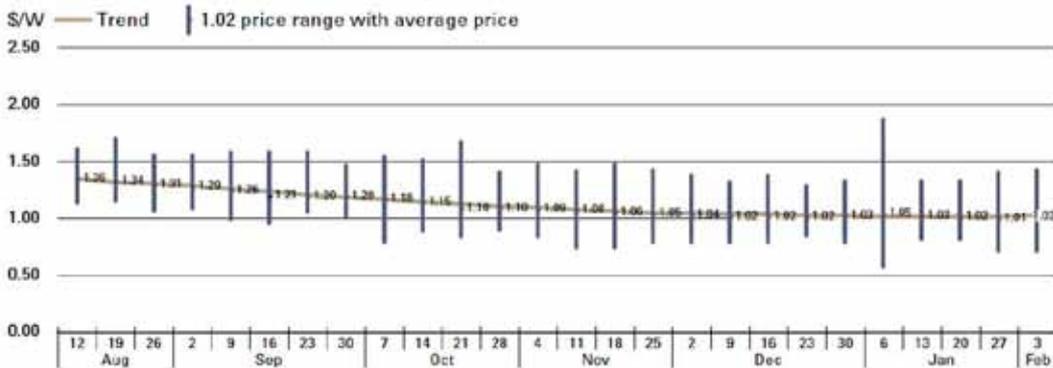


Fig. 5.27 – Preço de módulos cristalinos na porta da fábrica (PHOTON Internacional, 2012-03).

5.7 FUTURO

A energia fotovoltaica é uma importante opção tecnológica na transição para um fornecimento de energia com aumento da participação de fontes renováveis em nível global. De acordo com o relatório REN 21, somente 19% da eletricidade produzida mundial em 2010 provém de fontes renováveis, dos quais 16% se devem à hidroeletricidade e pouco mais de 3% às “novas renováveis”, entre as quais a geração eólica, a biomassa e solar. Estas fontes são as que apresentam maior ritmo de crescimento nos últimos anos, algo típico de tecnologias ainda marginais em estágios iniciais de inserção.

O recurso solar é abundante e melhor distribuído geograficamente que o petróleo, que é controlado por um grupo pequeno de países produtores. A queda de preços esperada nos próximos anos é de tal ordem que muitos especialistas, como o prêmio Nobel Paul Krugman, acreditam que esta forma de produzir energia será competitiva em relação às tradicionais formas de produção, tais como as que utilizam carvão ou gás natural.

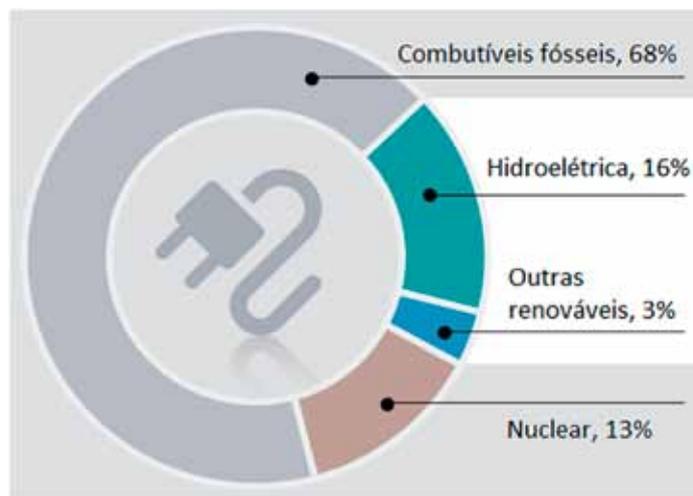


Fig. 5.28 – Participação de fontes renováveis na produção de eletricidade global em 2010, adaptado do relatório REN21 - Renewables 2011 Global Status Report.

Paul Krugman, em artigo intitulado “Here comes the Sun” publicado no *New York Times* em 6 de novembro de 2011, faz uma analogia (tirada de um artigo do *Scientific American*) entre a famosa “Lei de Moore” e a evolução de preços da indústria fotovoltaica. O autor argumenta que estamos próximos de uma transformação energética impulsionada pela queda vertiginosa de preços da energia solar. Por fim, Krugman conclui, de forma semelhante ao que exhibe o gráfico abaixo, que: “se a tendência de queda de preços continuar – e parece que de fato está se acelerando –, em poucos anos atingiremos o ponto em que a eletricidade

gerada pelos módulos solares se torna mais econômica que a eletricidade gerada pela queima de carvão”.

É importante não confundir o amadurecimento rápido de uma tecnologia com sua participação no mercado. A transição de tecnologia de produção de eletricidade, hoje marginal, em principal, acontecerá em espaço de algumas décadas, não anos.

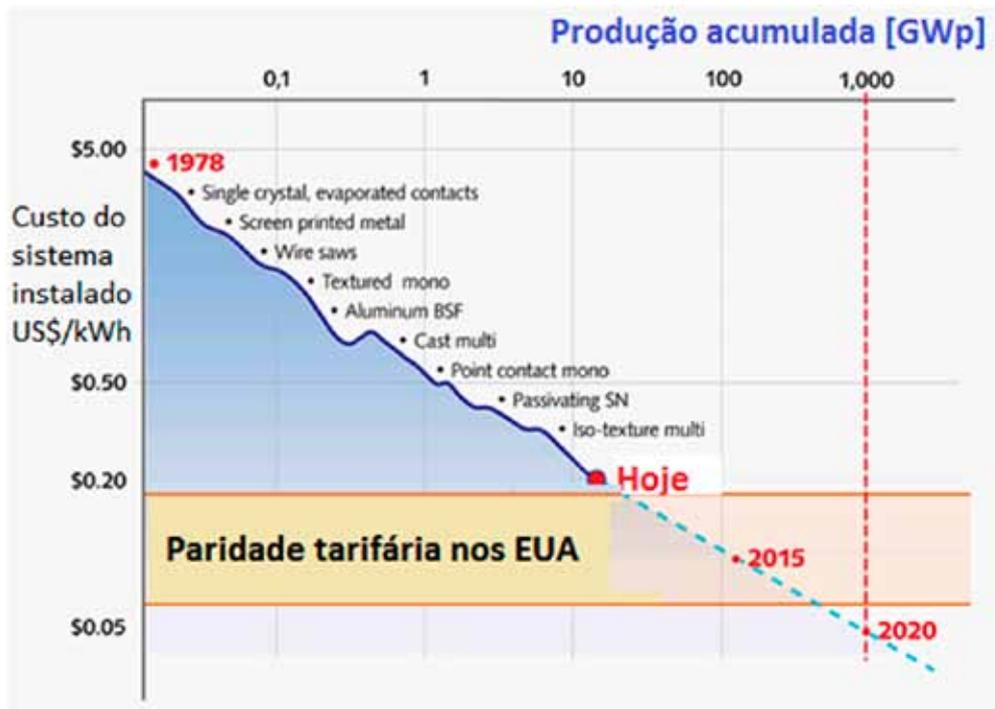


Fig. 5.29 – Evolução de preço da energia fotovoltaica (US\$/kWh) em função do total produzido acumuladamente. Gráfico adaptado do Prof. Emanuel Sachs, MIT. No curto prazo (<10 anos) a energia fotovoltaica supera a paridade com formas convencionais de energia baseadas em combustíveis fósseis. O limite superior da banda de paridade representa o custo de produção de térmicas a gás natural para atendimento da demanda de ponta, enquanto que o limite inferior representa o custo de produção de usinas térmicas a carvão que despacham “na base”.

6. ANEXO B – Cadeia produtiva da energia solar fotovoltaica

6.1 ESTRUTURA E ESCALA DE PRODUÇÃO DE SILÍCIO DE GRAU SOLAR

A produção mundial de silício metálico foi da ordem de 2 milhões de toneladas em 2010, de acordo com as estimativas da CRU. Mais da metade dessa produção proveio da China (55%), seguida por Europa (17%) e Brasil (10%). A expectativa de mercado, conforme a publicação da revista *PHOTON International* (mai/11) é de pequena sobre-oferta de silício ao longo dos próximos anos, atingindo uma produção de cerca de 2,8 milhões de toneladas em 2015.

| | 2009 | 2010 | var. % |
|--------------|-------------|-------------|-------------|
| China | 750 | 1115 | 48.7 |
| Brasil | 147 | 205 | 39.5 |
| Noruega | 103 | 155 | 50.5 |
| EUA | 106 | 151 | 42.5 |
| França | 80 | 114 | 42.5 |
| Outros | 185 | 278 | 50.3 |
| Total | 1371 | 2018 | 47.2 |

Fig. 6.1 Produção de silício cristalino em '000 ton. (Fonte: Silicon Market and Industry Analysis, CRU, 2011)

A FerroAtlantica, de origem espanhola, é a maior produtora ocidental de silício, com produção estimada em 187 mil toneladas em 2010 e capacidade de mais de 250 mil toneladas. A brasileira RIMA, uma das líderes mundiais na produção de silício, surge em sexto lugar em volume produzido e capacidade produtiva.

| | 2009 | 2010 | var. % |
|----------------|------------|------------|-------------|
| FerroAtlantica | 127 | 187 | 47.2 |
| Dow Corning | 88 | 162 | 84.1 |
| Elkem | 82 | 113 | 37.8 |
| GSM | 94 | 87 | -7.4 |
| AMG | 53 | 70 | 32.1 |
| Rima | 27 | 50 | 85.2 |
| Wacker / Fesil | 21 | 42 | 100.0 |
| Simcoa | 33 | 33 | 0.0 |
| Liasa | 25 | 31 | 24.0 |
| Minasligas | 12 | 21 | 75.0 |
| Total | 562 | 796 | 41.6 |

Fig. 6.2 Produção ocidental de silício cristalino em '000 ton. (Fonte: Silicon Market and Industry Analysis, CRU, 2011.)

Existem mais de 100 empresas envolvidas na produção de silício cristalino para a indústria fotovoltaica. Cerca de 90% do silício cristalino disponível no mercado mundial é fornecido por algumas poucas empresas: Hemlock (EUA), OCI Company (Coreia do Sul), Wacker Chemie (Alemanha), GCL Solar (China), REC (Noruega), LDK Solar (China), MEMC (EUA) e Mitsubishi (Japão). A produção mundial reportada pelo *Institute for Energy*, do *Joint Research Centre da European Comission*, de silício cristalino é em torno de 140.000 toneladas em 2010, o suficiente para a produção de 20 GW em módulos solares. A China vem se destacando no cenário internacional e o governo chinês tem se empenhado em aumentar a produção interna e controlar níveis de eficiência, padrões ambientais e consumo de energia.



Fig. 6.3 Market share dos ofertantes de silício cristalino. (Fonte: GreenRhino Energy, 2011.)

O preço do silício em grau solar tem estado em torno de 30 US\$/kg, de acordo com o acompanhamento de preços do site *Energy Trend*. O gráfico abaixo mostra a evolução dos preços do silício cristalino ao longo dos últimos anos. Embora as informações estejam defasadas (2009), elas ilustram bem as tendências observadas para este mercado.

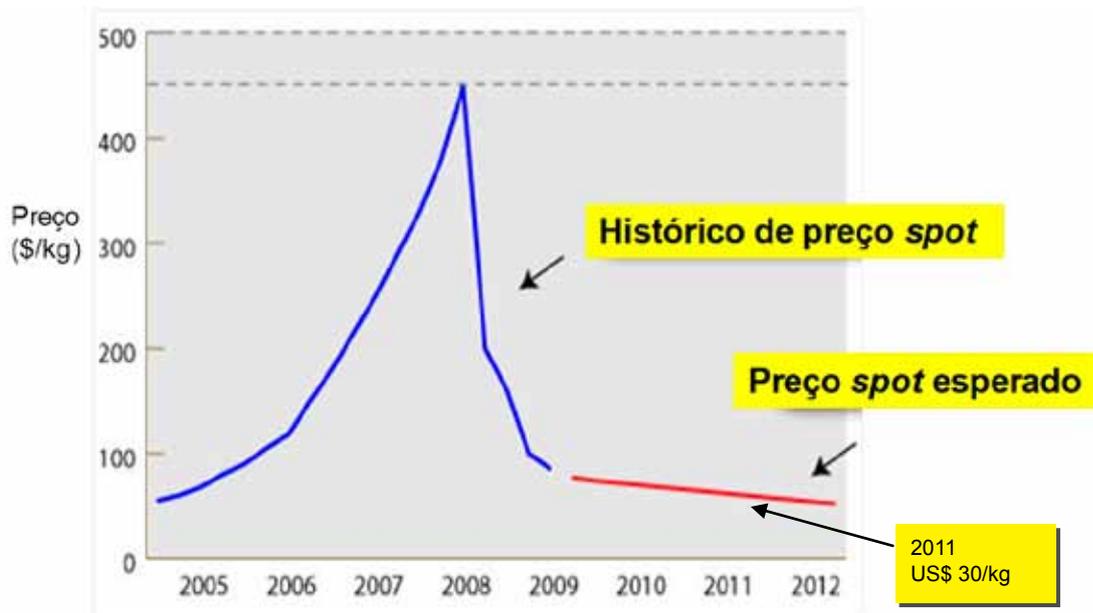


Fig. 2.11 Preço a vista do silício cristalino. (Fonte: GreenRhino Energy, 2010.)

Entre os custos de produção que impactam o preço do silício cristalino, destaca-se o papel da energia elétrica que chega a representar quase 35% do custo total. Este custo tem sido apontado como uma das principais barreiras para o desenvolvimento de plantas de purificação no Brasil. Custos relacionados a operação e manutenção destas plantas também são indicados como significativos. O silício metalúrgico, no entanto, tem um custo muito pequeno em relação à estrutura total.

Na produção de *wafers* o mercado é um pouco mais pulverizado. A líder mundial é a chinesa LDK Solar, seguida de perto pela norueguesa REC e a chinesa GCL. Os preços de *wafers* também vêm caindo, acompanhando a queda no preço do silício cristalino. Estimativas mais recentes da Energy Trend indicam custo médio de US\$ 1,20 para *wafer* de silício policristalino (156 mm x 156 mm) e de US\$ 1,60 para *wafer* de silício monocristalino (156 mm x 156 mm).

6.2 PRODUÇÃO DA CÉLULA E MONTAGEM DO MÓDULO

Mais de 350 empresas, no mundo, produzem células solares. A maior produtora é a Suntech Power, com capacidade estimada de 1,8 GW e com planos de expansão para 2,4 GW. A empresa está localizada na cidade de Wuxi, na província de Jiangsu, na China. A segunda maior produtora é a JingAo Solar, também chinesa, com produção estimada em 1,46 GW.

A First Solar, com plantas produtivas nos Estados Unidos, Alemanha e Malásia, é uma das poucas empresas que tem investido fortemente na produção de módulos com tecnologia de filme fino de CdTe.

É notável a existência de diversas empresas chinesas na lista dos maiores produtores mundiais de módulos. Várias destas empresas detêm convênios com o governo chinês e funcionam como laboratórios, com o intuito de desenvolver a tecnologia fotovoltaica em nível nacional.

Produção de Células (GWp). Fonte: PV Status Report (Comissão Européia)

| Empresa | País | 2010 | 2011 |
|---------------------|----------------------|------|------|
| Suntech Power | China | 1,80 | 2,40 |
| JA Solar | China | 1,46 | 2,50 |
| First Solar | EUA/Alemanha/Malásia | 1,50 | 2,30 |
| Sharp Co | Japão/Itália | 1,07 | |
| Trina Solar | China | 1,20 | 1,90 |
| Yingli Green Energy | China | 1,00 | 1,70 |
| Q Cells AG | Alemanha/Malásia | 0,94 | |
| Motech Solar | Taiwan/China | 0,85 | 1,20 |
| Gintech Energy | Taiwan | 0,83 | 1,50 |
| Kyocera | Japão | 0,65 | 0,80 |

A produção de células no mercado mundial em 2011 cresceu fortemente em relação ao ano anterior (+36%). A estimativa da *PHOTON Internacional* é de 37 GW produzidos no ano, com cerca de 57% utilizando silício policristalino, 31% com silício monocristalino e 11% com filmes finos. A capacidade utilizada da indústria atingiu 64%.

Na produção de módulos, a líder mundial também é a Suntech Power, mas seguida pela First Solar, Yingli Green Energy, Trina Solar e Canadian Solar. A figura seguinte apresenta a venda de módulos ao longo dos últimos anos, de acordo com o Deutsche Bank. A expectativa é de embarque de 16 GWp em 2011, um crescimento de quase 50% em relação a 2010.

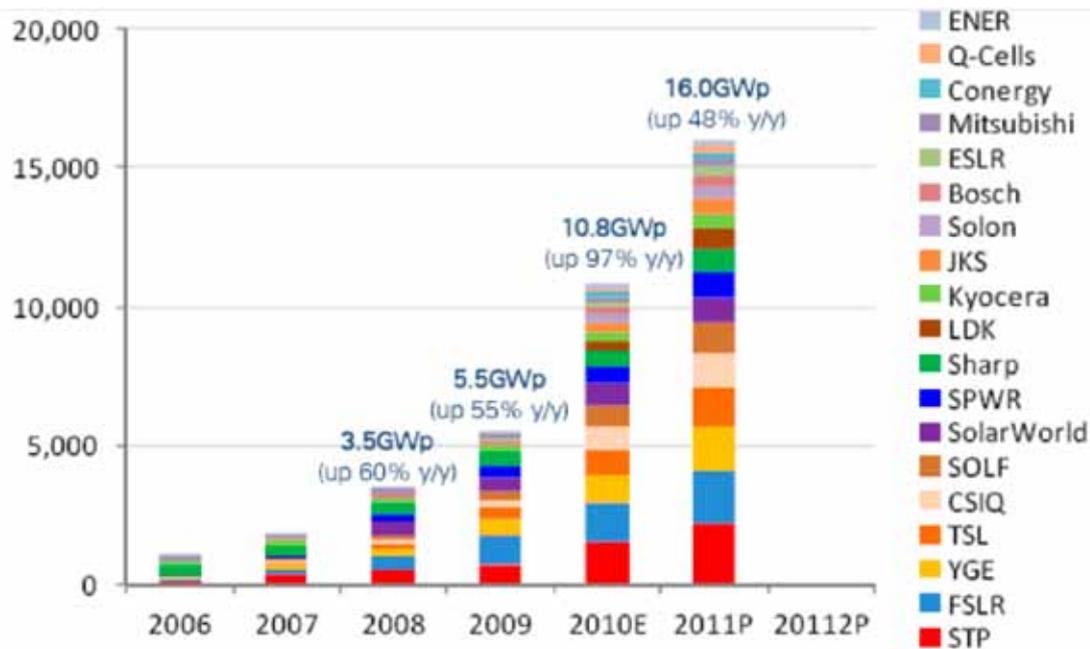


Fig. 6.4 Embarques de módulos solares, em MWp/ano. Os cinco principais players listados são Suntech Power (STP), First Solar (FSLR), Yingli Green Energy (YGE), Trina Solar (TSL) e Canadian Solar (CSIQ). (Fonte: Deutsche Bank.)

Os preços dos módulos fotovoltaicos no mercado internacional vêm apresentando uma significativa redução, resultante do estado de sobreoferta. Apesar desse estado, as empresas continuam produzindo módulos em volume superior ao que está sendo absorvido pelo mercado.

A figura seguinte mostra uma estimativa da evolução de preços e custos dos módulos, considerando informações dos principais fabricantes. Como pode ser observado, as margens estão se reduzindo fortemente no período mais recente, refletindo a sobreoferta mundial e a forte competição neste mercado.

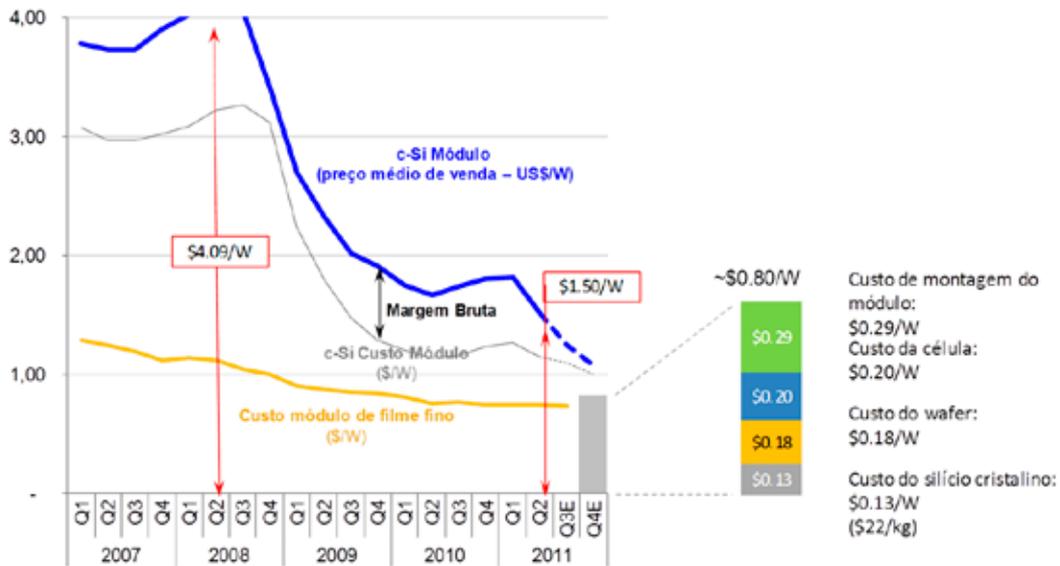


Fig. 6.5 Custo e preços dos módulos, considerando a distribuição de custos do módulo de silício cristalino de menor custo. (Fonte: YingLi, Trina Solar, First Solar, Solar Buzz, Deutsche Bank.)

A figura seguinte mostra a curva de aprendizagem de módulos baseados em filme fino (CdTe) e silício cristalino. Ambas as tecnologias vêm apresentando expressiva redução de preços ao longo do tempo. Enquanto os módulos baseados em filmes fino mantêm seu custo reduzido, a curva estimada para os módulos de silício cristalino indicam um processo de redução de preços mais acelerado.

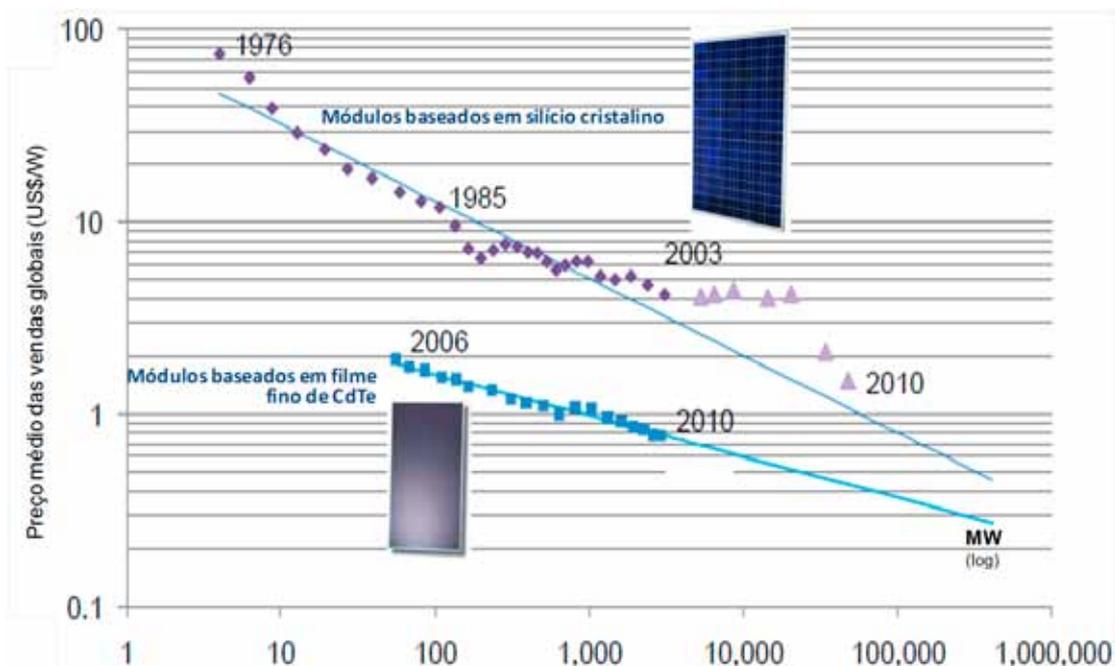


Fig. 6.6 Preços dos módulos. Ajustes de inflação foram feitos utilizando o PPI americano. O R2 das curvas estimadas foi de 0,94 para módulos de silício cristalino e 0,98 para módulos de CdTe. (Fonte: Bloomberg New Energy Finance)

O módulo representa cerca de 40% do custo total de um sistema fotovoltaico, enquanto a célula representa um quarto do custo do módulo.

As reduções de preço que ocorreram ao longo dos últimos meses têm estimulado a abertura de novos mercados para a energia solar fotovoltaica, mesmo com as reduções dos subsídios para essa indústria nos mercados desenvolvidos, como Alemanha e Itália. Entretanto, a redução de preços tem obrigado as empresas do setor a reduzirem seus custos, incluindo suas margens, como observado na figura anterior. Uma consequência desse processo é a migração de unidades produtivas para países asiáticos, em busca de condições de custo mais competitivas.

6.3 INVERSORES

Baseado nos resultados da pesquisa da *IMS Research*, a capacidade produtiva de inversores no mundo é da ordem de 45 GW/ano, incluindo outros usos que não o fotovoltaico.

Em 2009, as quatro principais empresas do setor respondiam por 60% do mercado de inversores no mundo, com a SMA dominando quase 40% do mercado. Ao longo dos últimos anos, tem ocorrido uma migração nas estruturas produtivas dos mercados desenvolvidos para os mercados emergentes, principalmente para a China, o que se deve à estrutura de custos reduzida no país, necessária para manter a competitividade em um mercado que vem se tornando fragmentado, embora ainda dominado pelos quatro maiores produtores.

A cadeia de valor dos inversores é longa e envolve uma diversidade de empresas. A estrutura de custos na produção dos equipamentos pode ser resumida na figura seguinte.

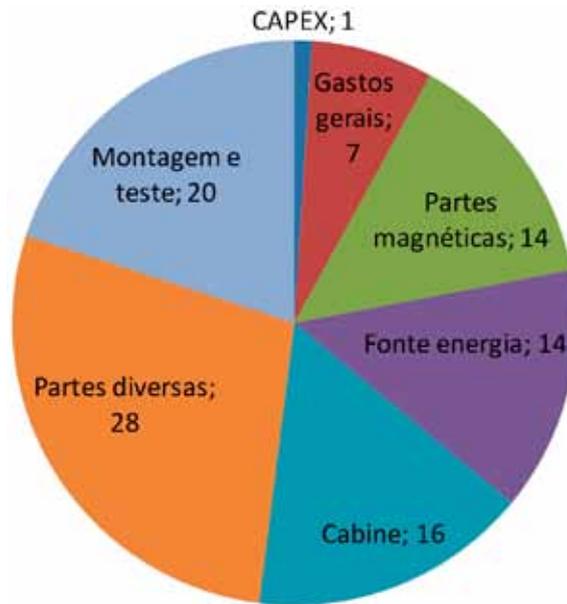


Fig. 6.7 Estrutura de custo de um inversor. (Fonte: GTM Research.)

O inversor representa algo em torno de 10% do custo total de um sistema fotovoltaico. Assim como as células e módulos, os preços de inversores têm mantido tendência decrescente ao longo dos últimos anos. Segundo as estimativas do *Solar PV Inverter* da GTM Research, os preços deverão manter tendência de queda ao longo dos próximos anos. Os custos de produção deste mercado são definidos, basicamente, pela posição geográfica, definindo a capacidade de distribuição, a escala produtiva e os investimentos em tecnologia e inovação.

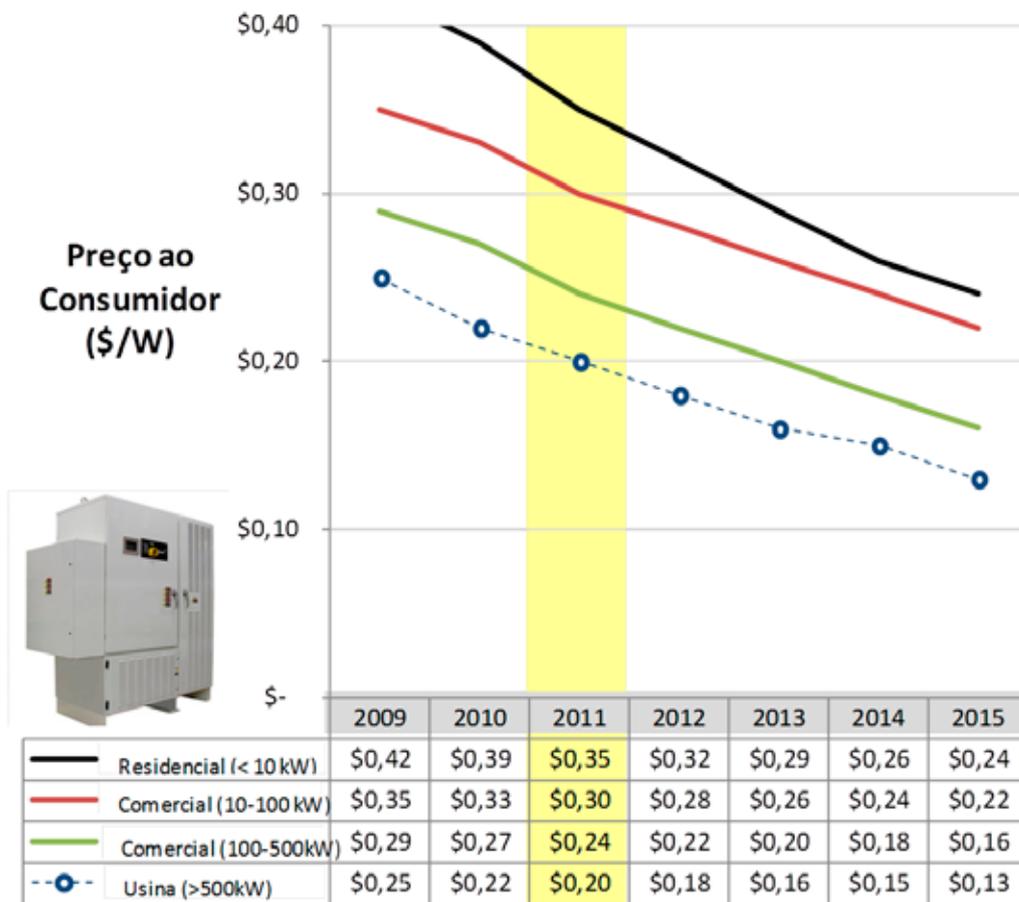


Fig. 6.8 Preços de inversores. (Fonte: GTM Research, jun/11)

Devido à cadeia altamente ramificada e ao uso do equipamento para outros setores que não o fotovoltaico, utilizando inclusive a mesma linha de produção, a produção de inversores representa um ponto chave para o desenvolvimento da cadeia produtiva nacional.

6.4 BATERIAS E CONTROLADORES DE CARGA

Os dados da Solarbuzz mostram que o preço de bateria e controladores vem aumentando no mercado internacional. As empresas do setor não se dedicam exclusivamente ao atendimento da indústria fotovoltaica. Ao contrário, em alguns mercados baterias e controladores são adaptados para aplicação em sistemas fotovoltaicos, com alguns prejuízos.

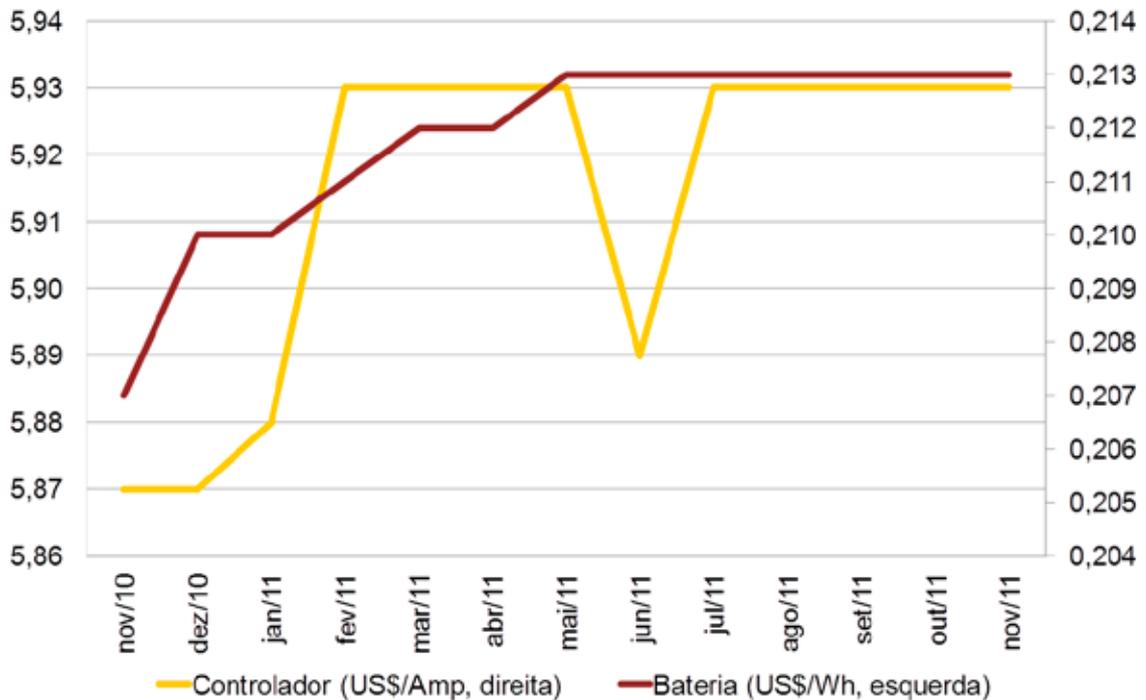


Fig. 6.9 Preço médio de baterias e controladores de carga. (Fonte: Solarbuzz, 2011.)

Esses componentes podem ter um impacto significativo no custo final do sistema fotovoltaico. Além disso, a bateria pode impactar negativamente o meio ambiente, reduzindo o apelo da energia fotovoltaica. Ainda assim, novas tecnologias em desenvolvimento, além de reduzir esse impacto ambiental, podem aumentar a segurança e confiabilidade do sistema.

6.5 OUTROS COMPONENTES DO SISTEMA – BOS

O módulo e o inversor representam entre 50% e 60% do custo total de um sistema fotovoltaico. Porém, com a redução do preço nos módulos os demais componentes, chamados conjuntamente de *balance of systems*, BOS, começam a se tornar uma parte importante da estrutura de custos do sistema.

A figura seguinte mostra um exercício realizado pelo Departamento de Energia do governo norte-americano em 2010, para construção da curva de aprendizagem do setor.

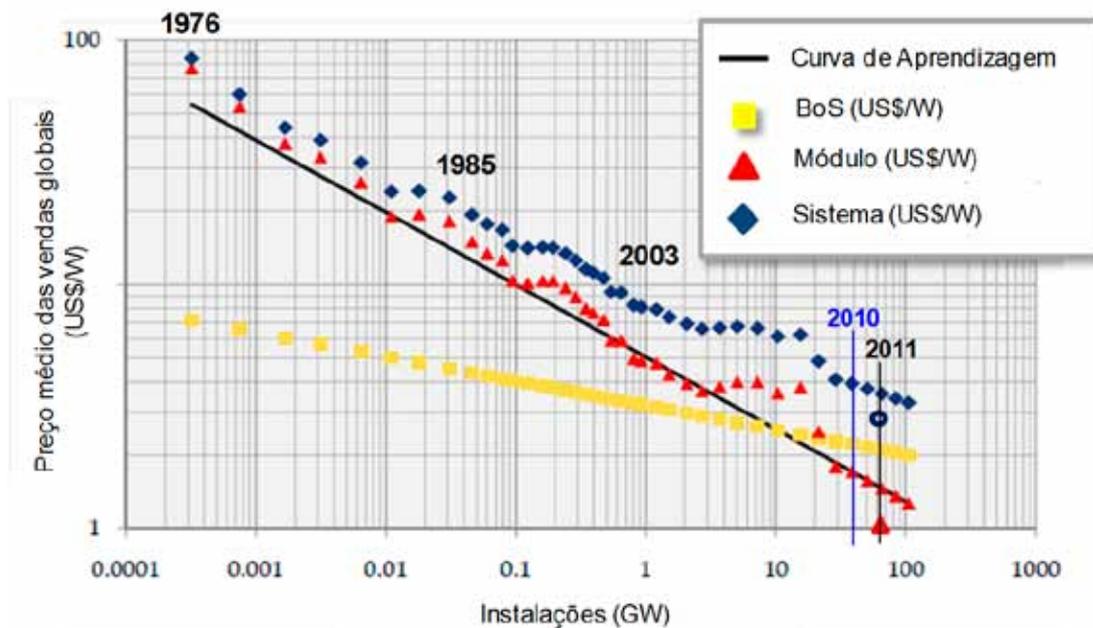


Fig. 6.10 Curva de aprendizagem do setor fotovoltaico. Preços ao consumidor x potência instalada. (Fonte: DoE, 2010.)

Enquanto o declínio no custo de módulos foi de aproximadamente 20% para cada duplicação da potência instalada global, o declínio na soma total dos componentes de BoS foi de 10% (incluindo os inversores entre estes componentes).

Em relação ao custo total, podemos destacar a produção de estruturas metálica de fixação e proteção dos módulos.

A indústria de componentes é bastante pulverizada e não necessariamente dedicada à indústria fotovoltaica. Ainda assim, certos componentes possuem especificações próprias para utilização no setor, exigindo certa escala produtiva para viabilização de uma planta dedicada.

7. ANEXO C – Células fotovoltaicas e medição da irradiância solar³⁹

7.1 O EFEITO FOTOVOLTAICO

O efeito fotovoltaico foi verificado pela primeira vez pelo físico francês Alexandre-Edmond Becquerel em 1839 num eletrodo imerso em líquido condutor⁴⁰. Embora o efeito fotovoltaico esteja diretamente relacionado com o efeito fotoelétrico, trata-se de processos diferentes. No efeito fotoelétrico, elétrons são ejetados de um material após sua exposição à radiação e consequente absorção de energia eletromagnética. Já no efeito fotovoltaico, os elétrons gerados são transferidos entre bandas diferentes (i.e., das bandas de valência para bandas de condução) dentro do próprio material, resultando no desenvolvimento de uma tensão elétrica entre dois eletrodos.

Em 1883 foi construída a primeira célula fotovoltaica por Charles Fritts, que revestiu selênio (material semiconductor) com uma camada fina de ouro. A eficiência do dispositivo na conversão de energia solar em eletricidade era somente de 1%.

³⁹ Aos leitores interessados no tema, sugerimos leitura complementar dos artigos <http://www.aps.org/publications/apsnews/200904/physicshistory.cfm> e Solar photovoltaic electricity: Current status and future prospects, Solar Energy, Vol. 85, No. 11 (Agosto 2011).

⁴⁰ A verificação foi feita em conjunto com seu pai, Antoine César Becquerel, cientista com importantes contribuições para eletroquímica, bioquímica e outros. Seu filho, Antoine Henri Becquerel descobriu a radioatividade dos sais de urânio (1896) em conjunto com o casal Pierre e Marie Curie, o que rendeu o Nobel de Física de 1903 aos três pesquisadores.



Fig. 7.1 – da esquerda para a direita: Ilustração do efeito fotoelétrico e fotovoltaico; Albert Einstein, que em 1905 explicou matematicamente o efeito fotoelétrico, que lhe rendeu o prêmio Nobel de Física de 1921, e A. E. Becquerel, primeiro a verificar o efeito fotovoltaico.

De forma bem simplificada, as células fotovoltaicas funcionam da seguinte forma:

1. Fótons da luz do sol atingem o módulo solar e são absorvidos por materiais semicondutores, como o silício.
2. Elétrons são liberados das bandas de valência para bandas de condução (dentro do próprio material semicondutor), resultando no desenvolvimento de tensão elétrica entre dois elétrodos e fluindo através dos terminais elétricos conectados ao material, produzindo eletricidade. Devido à composição especial de células solares, os elétrons se movem num único sentido.
3. Num módulo fotovoltaico, uma sequência de células solares conectadas em série (e certos casos também em paralelo, para aumentar a corrente) converte a energia solar numa quantidade útil de eletricidade.

7.1.1 Semicondutores tipo-n e tipo-p

Um material semicondutor é dito ser do tipo n quando contém excesso de elétrons, isto é, quando é portador de uma carga elétrica negativa. É obtido dopando-se (contaminando) o silício com algum elemento químico com mais elétrons em sua banda de valência que o silício. O átomo de fósforo, por exemplo, possui cinco elétrons na banda de valência (um a mais que o silício). Quando um átomo de silício é substituído por um átomo de fósforo um elétron é “solto” e fica relativamente livre para se mover no cristal de silício. Por isso o fósforo é comumente utilizado para a produção de semicondutores tipo-n.

Um semicondutor é dito ser do tipo-p quando contém excesso de lacunas (ausência de elétron em local que deveria existir, resultando em “carga positiva”). É obtido dopando-se o silício com algum elemento com menos elétrons em sua banda de valência que o próprio. Por sua vez, o átomo de boro tem três elétrons na camada de valência (um a menos que o silício). Quando substituído o silício, produz uma “lacuna” (falta de elétron) que pode se mover livremente no cristal de silício. Se, partindo de um silício puro, forem introduzidos átomos de boro em uma metade e de fósforo na outra, será formado o que

se chama junção pn, que é central para o funcionamento da célula fotovoltaica.



Fig. 7.2 – Célula de boro (esq.), silício (centro) e fósforo (dir.) com número de elétrons na banda de valência, respectivamente igual a 3,4, e 5. Isto explica porque o boro é utilizado como dopante para formar o semiconductor tipo-p e o fósforo para formar o semiconductor tipo-n de uma célula de silício.

7.2 PRINCÍPIO BÁSICO DAS CÉLULAS

Introduzido o conceito dos semicondutores p e n, é apresentar uma explicação mais detalhada do funcionamento básico das células fotovoltaicas:

1. Quando um fóton atinge o silício, três situações podem acontecer: (a) O fóton passa direto, geralmente porque tem baixa energia (maior comprimento de onda); (b) O fóton reflete na superfície do silício; (c) O fóton é absorvido pelo silício. Neste caso sua energia deve ser superior ao valor do *gap de energia* do silício para formar um par elétron-lacuna.
2. Quando um fóton é absorvido (caso c), sua energia é transferida a um elétron do cristal de silício. Geralmente esse elétron está na banda de valência do átomo, ou seja, bem preso em ligações covalentes⁴¹. A energia transferida pelo fóton o “excita”, permitindo que vença o *gap de energia*⁴² do semiconductor e penetre na banda de condução, onde pode se movimentar livremente.
3. A ligação covalente da qual o elétron fazia parte agora tem um elétron a menos ou uma lacuna. Isto permite que os elétrons ligados a átomos vizinhos nas ligações covalentes se movimentem para ocupar essa lacuna, deixando outra para trás. Assim, pode-se dizer que os fótons absorvidos nos semicondutores criam pares móveis de elétrons-lacunas.

41 Nas ligações covalentes átomos vizinhos dividem pares de elétrons.

42 *Gap de energia* é o intervalo de energia num sólido sem a presença de elétrons. Geralmente se refere à diferença de energia entre a parte superior da banda de valência e a parte inferior da banda de condução. É interessante notar que os materiais condutores (metais, por exemplo) possuem intercessão entre a banda de valência e a de condução. Os materiais isolantes possuem grandes *gaps de energia*, dificultando o movimento de elétrons. Os materiais semicondutores situam-se entre os dois casos anteriores. Sob certas condições, como na incidência de radiação solar com um fóton transferindo energia maior que 1,1 eV (*gap de energia* do silício) a um elétron da camada de valência, este migrará para a banda de condução.

4. Para induzir uma corrente elétrica na célula, duas camadas diferentes de silício são postas em contato (uma do tipo p e outra do tipo n), formando uma junção pn. O que ocorre nessa junção é que elétrons livres do lado n passam ao lado p onde encontram os buracos que os capturam; isto faz com que haja um acúmulo de elétrons no lado p, tornando-o negativamente carregado e uma redução de elétrons do lado n, que o torna eletricamente positivo.
5. As cargas aprisionadas dão origem a um campo elétrico permanente que dificulta a passagem de mais elétrons do lado n para o lado p; este processo alcança um equilíbrio quando o campo elétrico forma uma barreira capaz de barrar os elétrons livres remanescentes no lado n.
6. Se uma junção pn for exposta a fótons com energia maior que o *gap*, ocorrerá a geração de pares elétron-lacuna; se isto acontecer na região onde o campo elétrico é diferente de zero, as cargas serão aceleradas, gerando assim, uma corrente através da junção; este deslocamento de cargas dá origem a uma diferença de potencial. Se as duas extremidades estiverem conectadas por um fio, haverá uma circulação de elétrons.

7.2.1 Limite de Shockley-Queisser

O limite de Shockley-Queisser (SQ) dá a máxima eficiência possível de uma célula solar com uma única junção pn como função da banda de energia dos semicondutores. Se a banda de energia for muito alta, a maior parte dos fótons não é absorvida; se for muito baixa, a maioria dos fótons tem mais energia que a necessária para excitar elétrons, e o restante é desperdiçado. Não é coincidência que os semicondutores mais empregados possuam banda de energia próxima ao ponto máximo da curva de SQ. Como exemplo, citamos as células de silício (1.1 eV) e de telureto de cádmio (1.5 eV).

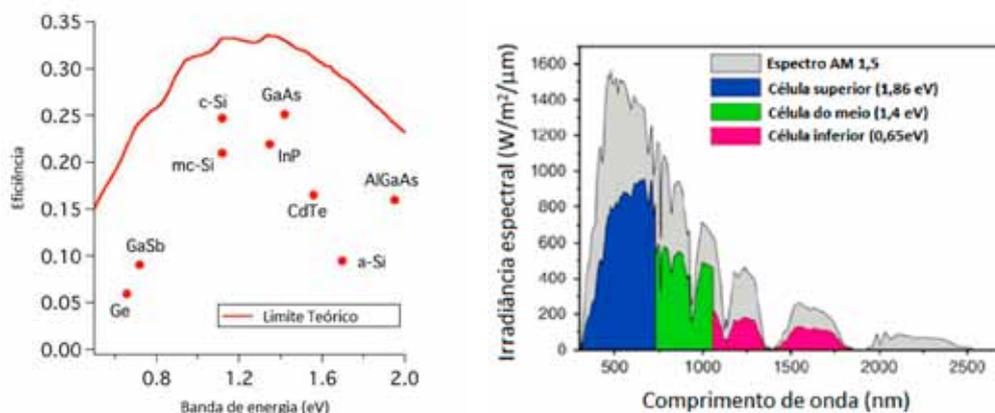


Fig. 7.3 – Curva de eficiência de Shockley-Queisser (SQ) e máxima eficiência de células com única junção pn (à esquerda). Várias técnicas têm sido pesquisadas para aumentar a eficiência das células solares, tais como uso de células com múltiplas junções pn (ou em tandem) que buscam aproveitar maior faixa do espectro da energia solar (à esquerda).

7.2.2 As células fotovoltaicas modernas

Em 1953, o engenheiro do Bell Labs, Daryl Chapin tentava desenvolver uma fonte de energia para eletrificar sistemas de telefonia em locais remotos e úmidos, onde as baterias degradavam rapidamente. Chapin investigou algumas alternativas, mas apostou suas fichas na energia solar. Enquanto isto, um químico (C. Fuller) e um físico (G. Pearson) trabalhavam para controlar as propriedades de semicondutores através da introdução de impurezas.

Fuller entregou a Pearson um pequeno pedaço de silício com impurezas de gálio. O Pearson mergulhou-o em lítio, criando assim uma *junção p-n*. Quando Pearson projetou luz sobre este pedaço de silício, percebeu espantado, que havia um salto na medição do amperímetro. A partir deste momento Pearson – que conhecia o trabalho de Chapin – sugeriu que este não perdesse seu tempo com as células de selênio e trabalhasse com as células de silício. Os três acabaram trabalhando juntos por diversos meses, buscando melhorar as células. O lítio era problemático porque, à temperatura ambiente, acabava deslizando pelo silício, fazendo com que a junção p-n se afastasse da luz solar. Para resolver esse problema, tentaram diversas outras impurezas e, finalmente, decidiram pelo uso de arsênio e boro que mantinham a junção p-n próxima à superfície.



Fig. 7.4 – Inventores Gerald Pearson, Daryl Chapin e Calvin Fuller (esq. para direita) em 1954.

Após este e diversos outros aperfeiçoamentos, conectaram diversas células e assim criaram o primeiro módulo solar, na época batizado pelos pesquisadores de “bateria solar”. O Bell Labs anunciou o invento em 1954. A primeira demonstração pública foi para carregar um pequeno brinquedo elétrico e um transmissor de rádio. Estas células originais tinham uma eficiência de 6%.

7.2.3 Primeiras aplicações e evolução

As células fotovoltaicas do Bell Labs tiveram pouca aplicação prática nos anos iniciais. A principal razão foi o fato de que a potência elétrica por ela produzida era duas ordens de grandeza mais cara que a produzida por usinas convencionais. A grande mudança se deu a partir da ideia de utilização das células fotovoltaicas para gerar energia para o satélite *Vanguard I* e assim ser possível recarregar as baterias, previstas no projeto original. A motivação era aumentar a vida útil do satélite, uma vez que as baterias se esgotavam rapidamente. O impacto no projeto seria pequeno porque as células fotovoltaicas ficariam presas à parte exterior da fuselagem. Houve grande ceticismo, mas a ideia se mostrou acertada e desde então as células solares passaram a fazer parte dos projetos dos satélites.

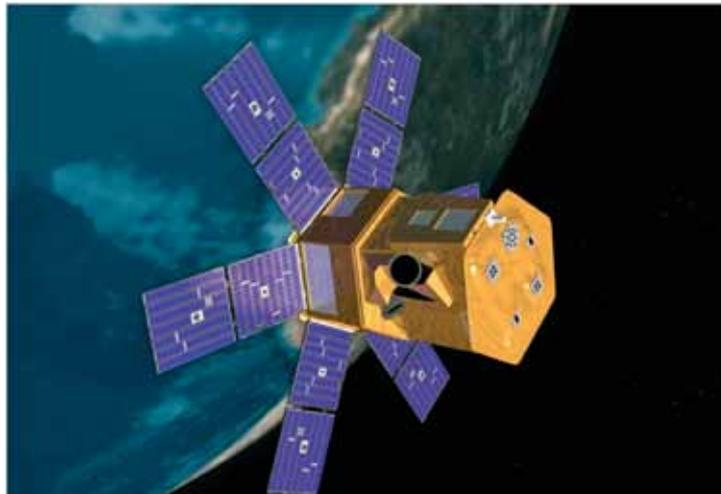


Fig. 7.5 – Solar Radiation and Climate Experiment (SORCE) é uma missão da NASA, que em 2003 lançou um satélite para fazer medições detalhadas da radiação solar e outras grandezas. Reparem nos módulos fotovoltaicos utilizados pelo satélite.

Melhorias nas células fotovoltaicas ocorreram lentamente nas décadas seguintes, mas a principal aplicação ainda era no setor espacial uma vez que a relação potência-peso era mais favorável que nas tecnologias alternativas. No entanto, este “sucesso” também teve efeito negativo: o foco estava em melhorar a relação potência/peso e havia pouca motivação para buscar soluções de menor custo de produção se esta implicasse perda de eficiência.

O preço das células foi determinado em grande parte pela indústria de semicondutores. A mudança para circuitos integrados na década de 1960 levou à disponibilidade de lingotes maiores a preços relativamente baixos. Os resultados, porém, foram limitados. Em 1971 o custo da célula foi estimado em US\$100/Watt.

O preço foi gradualmente reduzido por iniciativa de um grupo empresarial norte-americano que percebeu o elevado potencial de mercado para a energia solar fotovoltaica se o preço do Wp diminuísse de US\$100 para US\$20. Foi fundamental a noção de que o silício destinado a aplicações eletrônicas era exageradamente puro para utilização como célula solar (i.e. pequenas imperfeições fatais às aplicações em eletrônica teriam efeitos desprezíveis na aplicação solar). Desta forma, as células poderiam ser feitas com material "descartado" por fabricantes do mercado eletrônico. Em 1973 os módulos já poderiam ser produzidos a US\$10/Wp, com preço de venda em torno de US\$20/Wp, uma queda de preços de cinco vezes em somente dois anos.

A crise do petróleo de 1973 criou uma situação curiosa. As empresas petrolíferas estavam com muito caixa pela alta lucratividade durante a crise, mas tinham a visão de que precisariam ampliar seus negócios de origem para continuarem lucrativas. Nos anos seguintes, as principais empresas de óleo abriram diversas empresas de energia solar e por décadas foram as maiores fabricantes de módulos. Assim, empresas como Exxon, ARCO, Shell, BP e Mobil abriram uma divisão de energia solar nos anos 1970s e 1980s. Algumas empresas de tecnologia também investiram na energia solar, tais como GE, Motorola, IBM, Tyco e RCA.

Desde então, melhorias nos processos de fabricação de células e ganhos de escala trouxeram o custo de produção para abaixo de \$1/Wp, com preços para o varejo nos mercados internacionais ao final de 2011 pouco acima deste patamar.

O tamanho das células aumentou de 2 a 4 polegadas de diâmetro para 5 polegadas nos anos 1990 e 2000. Desde 2008 quase todos os módulos utilizam células de 6 polegadas. Avanços na fabricação de componentes, como as lâminas de vidro de alta qualidade que foram impulsionados pela indústria de TVs de tela plana do início dos 2000 também ajudaram na queda de preços. Atualmente, os sistemas fotovoltaicos vêm sendo utilizados em instalações remotas possibilitando vários projetos sociais, de irrigação e comunicações. As facilidades de sistemas fotovoltaicos como modularidade, baixos custos de manutenção e vida útil longa fazem com que sejam de grande importância para instalações em lugares desprovidos da rede elétrica.

7.3 PESQUISAS TECNOLÓGICAS⁴³

A indústria avança rapidamente, com inovações tecnológicas surgindo a todo tempo. A espessura dos *wafers* de silício, por exemplo, diminui continuamente e ainda existe

43 *Solar photovoltaic electricity: Current status and future prospects, Solar Energy Vol. 85, No. 11 (Agosto 2011).*

muita "gordura para queimar". Estima-se que a espessura dos *wafers* poderia baixar dos atuais 180 *microns* para menos de 80 *microns*.

O professor Ely Sachs (MIT), propõe uma forma direta da transformação do silício com nível de pureza de semicondutor em *wafers* (bloco fundamental da célula fotovoltaica). A abordagem simplifica o procedimento atual, eliminando vários passos intermediários no processo, o que permite grande redução nas perdas do silício e potencialmente reduzir à metade o custo das células, se for possível aumentar a escala do processo. Cabe observar que cerca de metade do silício com alto grau de pureza virá pó, literalmente, no processo atual.

Células compostas de outros materiais semicondutores também têm sido estudadas, com os melhores resultados até hoje obtidos para as células de CIGS e CdTe, que compõem a "segunda geração" de células solares. O silício é estudado há mais tempo devido a suas aplicações eletrônicas, e possui a vantagem de ser um material abundante na crosta terrestre; mas as células a CIGS e CdTe podem alcançar espessuras muito menores, e as células a CdTe possuem custo de fabricação significativamente mais baixo, apesar de menor eficiência.

As células de filme fino são depositadas diretamente sobre o substrato, que é vidro em 95% dos casos e lamela de aço em 5% dos casos. No primeiro caso, os módulos são acabados com a laminação de um segundo vidro com encapsulante EVA ou PVB. No segundo caso, é possível fazer módulos flexíveis, usando encapsulamento com materiais plásticos. Portanto, a menor espessura das células (~3 μ m) abre possibilidades de aplicações arquitetônicas (BIPV).

Os filmes finos têm a vantagem teórica de produzir mais energia em condições de baixa irradiação ou de altas temperaturas quando comparados às células de silício.

Os módulos com as melhores eficiências são geralmente obtidos com técnicas de deposição dos materiais sob vácuo, que são específicas de cada tecnologia (α -Si, CdTe ou CIGS). As tecnologias de CdTe e CIGS são proprietárias e não estão disponíveis ainda em *turn key*, enquanto a tecnologia de silício cristalino já é uma "commodity" acessível a todos. Isto explica, em grande parte, a supremacia asiática (principalmente chinesa) no setor.

Como já mencionado, uma tecnologia que tem sido utilizada para aumentar o limite de eficiência das células solares são as células multijunção (*tandem*). Outras aplicações de alta tecnologia têm sido discutidas, em grande parte ainda no âmbito teórico – tais como células de pontos quânticos (*quantum dots*) ou com portadores de carga quentes (*hot carriers*). Embora essas aplicações de alta tecnologia possam alcançar rendi-

mentos muito elevados, sua fabricação é complexa e cara, inviabilizando a fabricação de módulos como conhecemos hoje.

7.3.1 **Células sensibilizadas por corante**

Uma nova geração de células solares está começando a surgir no mercado, depois de décadas de pesquisa e desenvolvimento, como por exemplo, as células sensibilizadas por corante (*dye-sensitized cells* – DSC). A eficiência das DSC ainda é bem inferior à das células solares convencionais, e ainda há incertezas quanto à sua vida útil, que parece ser inferior às células de gerações anteriores. Porém, o baixo custo de produção e o rápido desenvolvimento em um curto espaço de tempo tornam esta tecnologia bastante promissora. Tal como as células de CIGS e Cd-Te ou a-Si, as DSC têm a vantagem de produzirem energia em condições de baixa irradiação (o que potencialmente amplia o universo de aplicações) e respondem bem a altas temperaturas.

Um dos maiores apelos das DSC é que podem ser fabricadas utilizando-se técnicas de impressão convencionais em substratos flexíveis, o que representa uma oportunidade de alternativa mais econômica para células solares dentro dos próximos anos. Entretanto, progressos significativos na eficiência, estabilidade e vida útil das células serão necessários para permitir uma utilização em larga escala de DSC, tanto em aplicações conectadas à rede como em sistemas isolados. Há discussão, por exemplo, se a DSC precisa oferecer o mesmo tempo de vida útil das células de silício (>20 anos) para uma utilização econômica ou se o mercado aceitaria um produto com vida útil menor, porém com custo de produção bem reduzido. Empresas do porte da Sony estão investindo nesta tecnologia visando à sua produção em massa.

7.3.2 **Energia fotovoltaica concentrada**

A energia fotovoltaica concentrada (CPV), embora seja um mercado ainda incipiente, teria grande sinergia com essa futura geração de células. Há duas faixas principais de aplicação: alta concentração (superior a 300 sóis) e baixa concentração, com um fator de 2 a 300 sóis; e os sistemas CPV também se diferenciam entre os que utilizam espelhos ou lentes. Os benefícios da CPV são maximizados em locais com elevada irradiação direta. O mercado de CPV ainda é pequeno, mas a tecnologia de concentração se beneficia de aplicações atuais de geração de eletricidade com energia solar térmica, e um número crescente de empresas está se concentrando em CPV.



Fig. 7.6 Sistema concentrado fotovoltaico (CPV) utilizando espelhos parabólicos.



Fig. 7.7 Sistema concentrado fotovoltaico (CPV) com emprego de lentes de Fresnel.

As principais partes de um sistema como este são: as células (usualmente de alta tecnologia, como descrito anteriormente), os elementos ópticos (espelhos e/ou lentes) e os dispositivos de rastreamento. O crescimento recente do CPV é baseado em melhorias significativas em todas estas áreas, bem como na integração do sistema; mas a tecnologia ainda está apenas no início de uma curva de aprendizagem da indústria, e possui um potencial considerável para melhorias técnicas e de custos. A figura seguinte mostra a evolução da eficiência das diversas famílias de células fotovoltaicas. As eficiências apresentadas podem ter sido obtidas comercialmente ou apenas em laboratório.

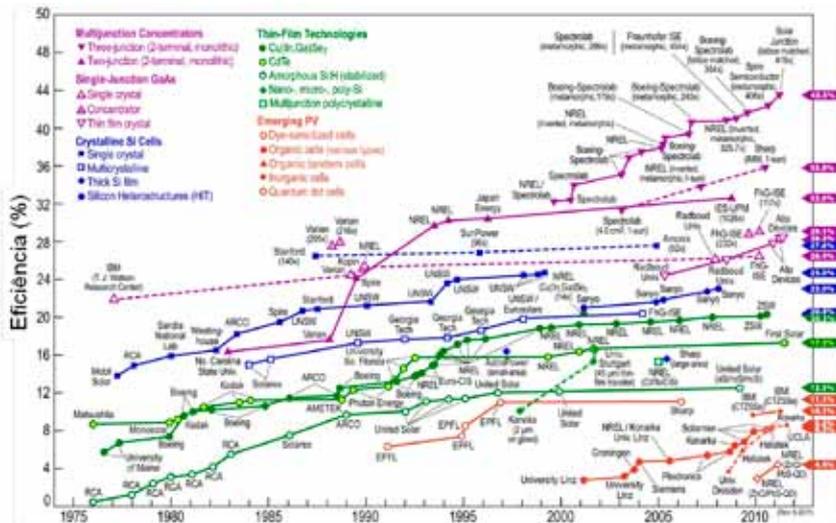


Fig. 7.8 Eficiência de conversão das células FV. Fonte: National Renewable Energy Lab (NREL).

7.4 MEDIDAS DA IRRADIÂNCIA SOLAR

A irradiância direta em determinado local é aquela medida por um elemento na superfície terrestre perpendicular aos raios do sol excluindo a insolação difusa que é aquela refratada ou refletida por componentes atmosféricos (nuvens, neblinas etc.).

A irradiância direta é o resultado da constante solar menos as “perdas” que ocorrem pela absorção e espalhamento da luz. Enquanto a constante solar varia (levemente) com a distância Terra-Sol e o ciclo de atividade solar, as perdas dependem da hora do dia, local, ângulo de elevação solar, cobertura de nuvens, umidade etc.

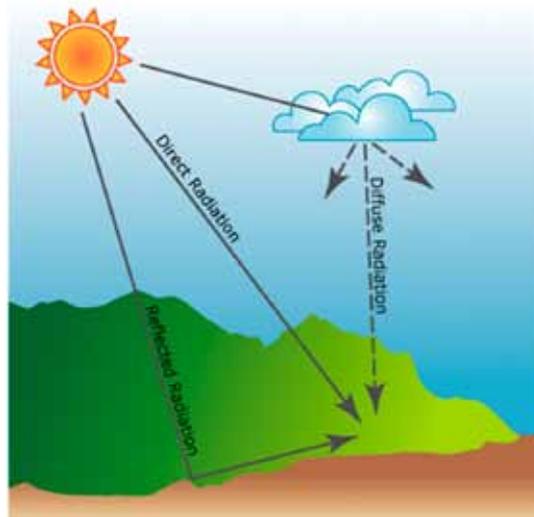


Fig. 7.9 – Radiação direta e difusa

A medição da irradiância direta ou difusa é extremamente importante para os estudos de viabilidade de instalações de sistemas solares fotovoltaicos. Para tanto, certos instrumentos são utilizados, como os piranômetros e os pireliômetros.

Os piranômetros medem a irradiância total (direta + difusa), cobrindo com resolução constante um amplo espectro da radiação solar. Empregam uma termopilha que mede a diferença de temperatura entre uma superfície pintada de preto e outra de branco, ambas igualmente iluminadas. A expansão sofrida pelas superfícies provoca uma diferença de potencial que indica o valor da energia solar.

Já os pireliômetros medem somente a irradiância direta. A luz entra no instrumento através de uma janela frontal, sendo também direcionada a uma termopilha. Esta converte calor em sinal elétrico, que é traduzido pelo equipamento para uma medida da insolação direta (Watts/m^2). Os pireliômetros são bastante utilizados em sistemas que rastreiam o movimento solar de forma a maximizar a energia recebida.



Fig. 7.10 – Piranômetro (esquerda) e pireliômetro (direita). Abaixo rastreador utilizando os dois equipamentos. A haste escura mantém o piranômetro sombreado de forma a medir somente a radiação difusa. A radiação total neste arranjo é obtida somando-se a medição dos dois equipamentos.



abinee

Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica