

NOTA TÉCNICA EPE

# Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira

Rio de Janeiro  
Maio de 2012



Ministério de  
Minas e Energia

GOVERNO FEDERAL  
**BRASIL**  
PAÍS RICO É PAÍS SEM POBREZA

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco para o adequado alinhamento de páginas na impressão com a opção frente e verso)



GOVERNO FEDERAL

Ministério de Minas e Energia

Ministro  
Edison Lobão

Secretário Executivo  
Marcio Zimmerman

Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético  
Altino Ventura Filho



Empresa de Pesquisa Energética

*Empresa pública, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, instituída nos termos da Lei n° 10.847, de 15 de março de 2004, a EPE tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, dentre outras.*

**Presidente**

Mauricio Tiomno Tolmasquim

**Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais**

Amílcar Guerreiro

**Diretor de Estudos de Energia Elétrica**

José Carlos de Miranda Farias

**Diretor de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustíveis**

Elson Ronaldo Nunes

**Diretor de Gestão Corporativa**

Ibanês César Cássel

URL: <http://www.epe.gov.br>

**Sede**

SAN - Quadra 1 - Bloco B - Sala 100-A  
70041-903 - Brasília - DF

**Escritório Central**

Av. Rio Branco, n.º 01 - 11º Andar  
20090-003 - Rio de Janeiro - RJ

NOTA TÉCNICA EPE

# Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira

**Coordenação Geral**

Mauricio Tiomno Tolmasquim

**Coordenação Executiva**

Amílcar Guerreiro  
José Carlos de Miranda Farias

**Coordenação Técnica**

José Marcos Bressane  
Juarez Lopes  
Ricardo Gorini  
Oduvaldo Barroso da Silva  
Marisa Moreira Marques

**Equipe Técnica**

Bernardo Folly de Aguiar  
Flávio Alberto Figueiredo Rosa  
Gabriel Malta Castro  
Giacomo Chinelli  
Guilherme Oliveira Arantes  
Gustavo Naciff de Andrade  
Jeferson Soares  
Matheus Mingatos Fernandes Gemignani  
Thiago Ivanoski Teixeira  
Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

Rio de Janeiro  
Maio de 2012

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco para o adequado alinhamento de páginas na impressão com a opção frente e verso)

# Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira

## SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	1
2. O APROVEITAMENTO DA ENERGIA SOLAR	3
2.1 O RECURSO SOLAR	3
2.2 APROVEITAMENTO ENERGÉTICO FOTOVOLTAICO	3
Silício cristalino	4
Filmes finos	5
Concentrador fotovoltaico	6
Componentes principais da geração fotovoltaica	6
2.3 APROVEITAMENTO ENERGÉTICO HELIOTÉRMICO (CONCENTRATED SOLAR POWER – CSP)	7
Concentradores cilíndrico-parabólicos (calhas)	8
Concentradores Fresnel	9
Concentradores pratos parabólicos	10
Concentradores em torre	10
Geração heliotérmica - Outros aspectos tecnológicos	11
2.4 ASPECTOS ELÉTRICOS E ENERGÉTICOS	14
Geração fotovoltaica	14
Geração heliotérmica	15
3. CARACTERIZAÇÃO DA CADEIA INDUSTRIAL DA ENERGIA SOLAR	17
3.1 FOTOVOLTAICA	17
3.2 HELIOTÉRMICA	19
4. POTENCIAL NACIONAL DE ENERGIA SOLAR	21
5. COMPETITIVIDADE DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA	22
5.1 REFERÊNCIAS INTERNACIONAIS PARA O CUSTO DE INVESTIMENTO	22
Painéis	22
Inversores	23
Sistema completo	24
5.2 ESTIMATIVA DO CUSTO DE INVESTIMENTO NO BRASIL	27

<b>5.3</b>	<b>ENERGIA PRODUZIDA: PRODUTIVIDADE</b>	<b>28</b>
<b>5.4</b>	<b>ANÁLISE DA COMPETITIVIDADE DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA</b>	<b>29</b>
<b>5.5</b>	<b>ANÁLISE DA COMPETITIVIDADE DA GERAÇÃO CENTRALIZADA</b>	<b>32</b>
<b>6.</b>	<b>INCENTIVOS À GERAÇÃO FOTOVOLTAICA</b>	<b>35</b>
<b>6.1</b>	<b>EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL</b>	<b>35</b>
	Evolução recente da capacidade instalada em geração fotovoltaica	<b>35</b>
	Mecanismos de incentivo à energia solar	<b>37</b>
<b>6.2</b>	<b>PROPOSIÇÕES PARA O BRASIL: VIABILIZANDO A GERAÇÃO DISTRIBUÍDA</b>	<b>41</b>
6.2.1	Criando condições práticas para o estabelecimento de mercado	<b>41</b>
6.2.2	Analisando possibilidades econômico-financeiras para inserção da fonte solar	<b>43</b>
<b>6.3</b>	<b>PROPOSIÇÕES PARA O BRASIL: VIABILIZANDO A GERAÇÃO CENTRALIZADA</b>	<b>48</b>
6.3.1	Criando condições práticas para a Geração Solar Centralizada	<b>49</b>
6.3.2	Analisando possibilidades econômico-financeiras para inserção da fonte	<b>50</b>
<b>7.</b>	<b>CONSIDERAÇÕES FINAIS</b>	<b>53</b>
<b>8.</b>	<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS</b>	<b>54</b>

## 1. INTRODUÇÃO

Nos últimos anos a energia fotovoltaica tem sido vista internacionalmente como uma tecnologia bastante promissora. Experiências internacionais apresentam importantes contribuições para análise sobre expansão do mercado, ganhos na escala de produção e redução de custos para os investidores. Estima-se que o Brasil possua atualmente cerca de 20MW de capacidade de geração solar fotovoltaica instalada, em sua grande maioria (99%, segundo IEA, 2011) destinada ao atendimento de sistemas isolados e remotos, principalmente em situações em que a extensão da rede de distribuição não se mostra economicamente viável. Também se observa o uso destes sistemas em aplicações como suporte a antenas de telefonia celular e a radares de trânsito.

Do ponto de vista estratégico, o Brasil possui uma série de características naturais favoráveis, tais como, altos níveis de insolação e grandes reservas de quartzo de qualidade, que podem gerar importante vantagem competitiva para a produção de silício com alto grau de pureza, células e módulos solares, produtos estes de alto valor agregado. Tais fatores potencializam a atração de investidores e o desenvolvimento de um mercado interno, permitindo que se vislumbre um papel importante na matriz elétrica para este tipo de tecnologia.

Entretanto, há que se avaliar o melhor momento para viabilizar a tecnologia solar no país, em especial o desenvolvimento de sua cadeia produtiva, tendo em vista que o atual contexto internacional de mercado apresenta uma sobrecapacidade de oferta de painéis solares, em especial, produzidos na China com baixo custo. Além disto, em se tratando de uma nova tecnologia e um novo modelo de negócio, sob a ótica do investidor sua introdução no mercado embute níveis de risco e custos superiores aos observados nas tecnologias atualmente em uso comercial.

Neste sentido, reconhecendo as suas vantagens, mas também os seus desafios, cabe ao Estado, em sua função de planejador, encontrar os meios de incentivar a tecnologia solar para que esta possa contribuir para o objetivo nacional de desenvolvimento econômico e de sustentabilidade da matriz energética. Dentre os instrumentos disponíveis, encontram-se modelos de contratação, modelos de financiamento, incentivos via desoneração tributária ou mesmo ofertas de tarifas-prêmio para determinadas tecnologias.

No país, até recentemente, a geração solar conectada à rede elétrica de distribuição não possuía o adequado respaldo regulatório. De fato, o modelo de contratação de energia pelas concessionárias distribuidoras, com referência no Decreto nº 5.163/2.004, determina que a aquisição de energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração distribuída seja precedida de chamada pública promovida diretamente pelo agente de distribuição. Este decreto limita esse tipo de contratação a 10% da carga do agente de distribuição e autoriza repasse às tarifas dos consumidores até o limite do valor-referência (VR). A limitação do volume não impõe, presentemente, maiores restrições à contratação da energia solar fotovoltaica. Mas, como o valor do VR em 2011 estava em R\$ 151,20 por MWh, e como os custos de geração solar fotovoltaica são significativamente maiores do que tal valor, a leitura que se faz é que este limite de repasse impede o pequeno gerador fotovoltaico distribuído de encontrar ambiente econômico favorável para participar da chamada pública para geração distribuída.

Em vista disso, a ANEEL vem efetuando ações e estudando propostas para redução das barreiras de acesso aos sistemas de distribuição por parte dos pequenos geradores. Esse processo incluiu a realização da Consulta Pública nº 15/2010, finalizada em 09 de novembro de 2010, e da Audiência Pública nº 042/2011, finalizada em 14 de outubro de 2011, eventos estes que propiciaram à ANEEL receber contribuições de diversos agentes, incluindo representantes das distribuidoras, geradoras, universidades, fabricantes, consumidores, comercializadores, empresas de engenharia e demais instituições interessadas no tema. Como resultado desse processo, foi publicada a Resolução Normativa nº 482, de 17/04/2012, estabelecendo as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração

distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica. Ela visa a reduzir as barreiras regulatórias existentes para conexão de geração de pequeno porte disponível na rede de distribuição, a partir de fontes de energia incentivadas, bem como introduzir o sistema de compensação de energia elétrica (*net metering*), além de estabelecer adequações necessárias nos Procedimentos de Distribuição – PRODIST.

Simultaneamente, foi publicada pela ANEEL a Resolução Normativa nº 481, de 17/04/2012, pela qual ficou estipulado, para a fonte solar com potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição menor ou igual a 30 MW, o desconto de 80% (oitenta por cento) para os empreendimentos que entrarem em operação comercial até 31/12/ 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, sendo esse desconto reduzido para 50% (cinquenta por cento) após o décimo ano de operação da usina.

Menciona-se ainda, dentre as ações recentes da ANEEL, a chamada pública referente ao Projeto de P&D Estratégico nº 13/2011, “Arranjos técnicos e comerciais para inserção de projetos de geração solar fotovoltaica na matriz energética brasileira”, em decorrência da qual foram selecionados 17 projetos fotovoltaicos, totalizando 23,6 MW, a serem instalados nas diversas regiões do país até 2015, possibilitando aprimorar o conhecimento sobre as diferentes tecnologias dessa forma de geração.

No âmbito governamental, deve-se também destacar o Plano Brasil Maior, lançado pelo Governo Federal em agosto de 2011, visando orientar políticas de desenvolvimento industrial que melhorem as condições competitivas do País. Nesse Plano, a dimensão estruturante das diretrizes setoriais contempla a Cadeia de Suprimentos em Energia, na qual se prevê o desenvolvimento de fontes renováveis, abrangendo a energia eólica e solar.

No âmbito dos agentes de mercado, registram-se diversas ações atreladas à promoção da fonte fotovoltaica, a exemplo do Grupo Setorial Fotovoltaico da Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica – ABINEE, que congregava, no início de 2012, um ano após sua formação, cerca de 130 empresas dos diversos segmentos da cadeia produtiva.

Tendo em conta este contexto, a presente Nota Técnica tem como objetivo subsidiar o MME no processo de decisão quanto à estratégia para a contínua inserção da fonte solar na matriz de geração elétrica brasileira.

A análise aqui apresentada cobre tanto a geração distribuída, quanto a centralizada. Hoje o entendimento é que a geração distribuída está mais próxima da viabilidade comparativamente à centralizada, já sendo inclusive viável em alguns casos. No entanto, não é objetivo da análise comparar a competitividade deste tipo de energia, ainda incipiente no país, com outras fontes que já possuem uma maturidade significativa, mas sim, caso se opte pela promoção desta tecnologia, discutir a melhor forma de incentivos capazes de facilitar sua inserção.



## 2. O APROVEITAMENTO DA ENERGIA SOLAR

### 2.1 O recurso solar

A radiação solar que atinge a atmosfera terrestre pode ser decomposta, para fins de análise, de diferentes formas.

Para o aproveitamento fotovoltaico, a de maior interesse é a *Irradiação Global Horizontal* (GHI), que quantifica a radiação recebida por uma superfície plana horizontal, composta pela Irradiação Difusa Horizontal (DIF) – parcela dispersa e atenuada por reflexões em nuvens, poeira, vapor d'água e outros elementos em suspensão na atmosfera - e pela Irradiação Normal Direta (DNI)- parcela que atinge o solo diretamente, sem reflexões. Em dias nublados, a principal parcela é a DIF, enquanto que em dias claros prevalece a DNI. Para a geração heliotérmica, a DNI é a parcela de maior importância.

A DNI é muito variável ao longo do dia, principalmente em locais com altos índices de nebulosidade. Estudos mostram que, no longo prazo, a irradiação direta é significativamente mais variável que a irradiação global, observando ciclos principais de 11 anos e outros de períodos mais longos. Se, por um lado, 2 a 3 anos de medição local permitem estimar a média de longo termo para a irradiação global com margem de erro de 5%, para a irradiação direta podem ser necessários até mais do que 10 anos de medições para se alcançar essa mesma margem<sup>1</sup>.

A variação da posição da Terra em relação ao Sol ao longo do ano determina ângulos de inclinação dos painéis solares, em relação ao norte (azimute) e em relação ao plano horizontal, mais adequados para a otimização do aproveitamento solar quando são utilizados painéis fixos, que não acompanham a trajetória diária do Sol.

No hemisfério Sul, os painéis solares devem estar voltados para o norte “verdadeiro” e a inclinação com o plano horizontal pode ser ajustada para maximizar a produção em cada uma das estações do ano ou para maximizar a produção média ao longo do ano. Neste último caso, em geral a inclinação corresponde à ângulos próximos da latitude do local da instalação.

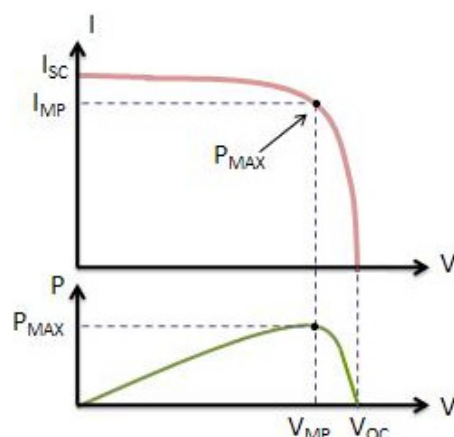
### 2.2 Aproveitamento energético fotovoltaico

A geração fotovoltaica faz uso de elementos semicondutores fotossensíveis que convertem a radiação solar em uma diferença de potencial nos terminais da junção P-N<sup>2</sup>. A ligação elétrica desses terminais resulta na circulação de corrente contínua. Uma única célula solar produz, em condições nominais de teste, diferença de potencial entre 0,5 e 0,6V e potência entre 1,0 e 1,5W, de modo que, para uso prático, as células devem ser arranjadas em ligações série-paralelo constituindo módulos (painéis) de baixa potência, atualmente de até 250W, com tensão de 12 ou 24V. O arranjo série-paralelo de módulos permite o atendimento a cargas maiores.

Até certo limite, a célula fotovoltaica se comporta como fonte de corrente. As curvas *corrente (I) x tensão (V)* e *potência (P) x tensão (V)* típicas e o ponto de operação de máxima produção de potência são mostrados na Figura 1.

<sup>1</sup> “Long-term variability of solar direct and global radiation derived from ISCCP data and comparison with reanalysis data”; S. Lohmann et al, 2006. “Spatial and temporal variability of the solar resource in the United States”, S. Wilcox e C. Gueymard, 2010.

<sup>2</sup> Denomina-se **junção P-N** à estrutura fundamental dos componentes eletrônicos comumente denominados semicondutores, principalmente diodos e transistores. É formada pela junção metalúrgica de dois cristais, geralmente silício (Si) e, atualmente menos comum, germânio (Ge), de natureza P e N, segundo sua composição a nível atômico.

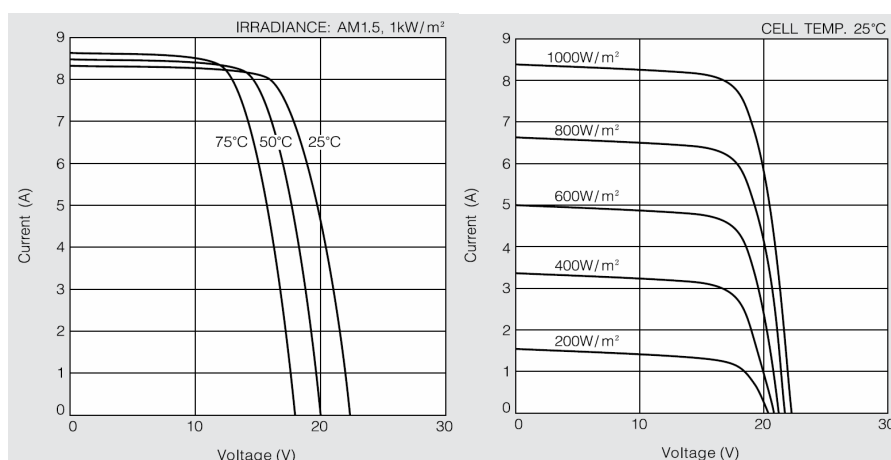


**Fig. 1. Características IxV e PxV das células fotovoltaicas**

A eficiência da célula ou do painel fotovoltaico é definida, em condições de referência (“*Standard Test Conditions – STC*”), pela relação entre a potência máxima de saída da célula normalizada pela área da célula em  $m^2$  e o padrão de  $1.000W/m^2$ , a  $25^{\circ}C$ .

Os dois fatores principais que afetam a eficiência da conversão são a temperatura ambiente de operação e a intensidade da irradiação solar incidente sobre a célula. Este último fator é afetado tanto pela nebulosidade local quanto pelo ângulo de inclinação da célula em relação ao sol. A eficiência da conversão se reduz ao longo da vida útil das células à taxa próxima de 1% ao ano.

A Figura 2 mostra a característica de tensão e corrente de um painel fotovoltaico em diferentes temperaturas das células e níveis de irradiação.



**Fig. 2. Curvas características das células fotovoltaicas**

Fonte:Kyocera

As tecnologias fotovoltaicas podem ser classificadas como de primeira geração (silício mono e policristalino), segunda geração (silício amorfo e filme fino) ou terceira geração (concentrador fotovoltaico).

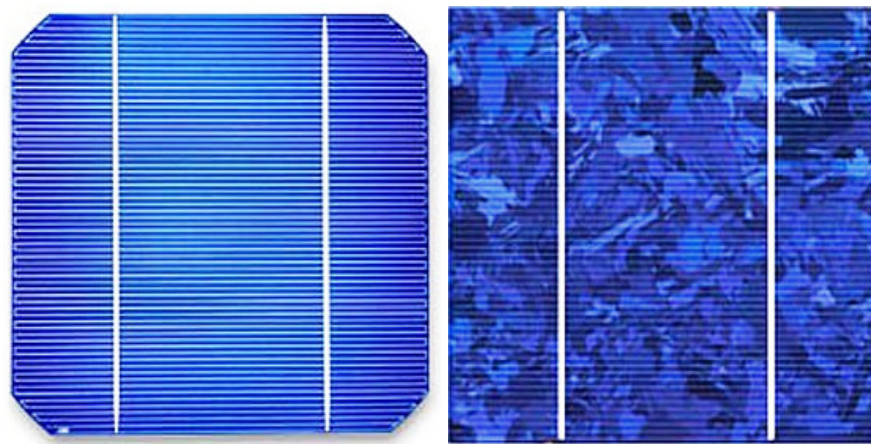
### Silício cristalino

Historicamente, esse tipo de silício é a forma mais usada e comercializada. A utilização do silício cristalino na fabricação de células fotovoltaicas se divide em dois grupos, os mono e os policristalinos (Figura 3.)

Os monocristalinos são assim chamados por possuir uma estrutura homogênea em toda sua extensão. Para fabricação de uma célula fotovoltaica desse grupo é necessário que o silício tenha 99,9999% de

grau de pureza. A obtenção desse tipo de silício é mais cara do que a do silício policristalino, porém tem-se maior eficiência na conversão.

As técnicas de fabricação de células policristalinas são basicamente as mesmas de fabricação das células monocristalinas. É requerido, porém, menor gasto de energia e também menor rigor no controle do processo de fabricação.



**Fig. 3. Células de silício monocristalino e policristalino**

Fonte: MB Solar

### Filmes finos

As células de filmes finos (Figura 4) são produzidas por meio de um processo de depósito de camadas extremamente finas de material semiconductor. São revestidas de proteção mecânica, como vidro ou plástico. Os materiais semicondutores comercialmente utilizados na fabricação dos filmes são silício amorfo (a-Si), telureto de cádmio (CdTe) ou disseleneto de cobre índio gálio (CIGS).



**Fig. 4. Células de filme fino**

Fonte: Deltaenergie

Por serem depositados sobre diversos tipos de substratos de baixo custo (plásticos, vidros e metais), os filmes finos constituem tecnologia de baixo custo. Quando comparado com as formas cristalinas do silício, o gasto de energia na fabricação de células de filme fino é menor, mas a eficiência na conversão da energia também é menor. Além disso, a eficiência da conversão nessa tecnologia diminui mais acentuadamente logo nos primeiros meses após a instalação, embora seja menos afetada por temperaturas mais elevadas.

## Concentrador fotovoltaico

Essa tecnologia consiste em usar espelhos parabólicos para concentrar os raios solares em uma área menor e, dessa forma, aumentar a eficiência da absorção de irradiação, utilizando menor quantidade de células fotovoltaicas.



**Fig. 5. Concentrador fotovoltaico**

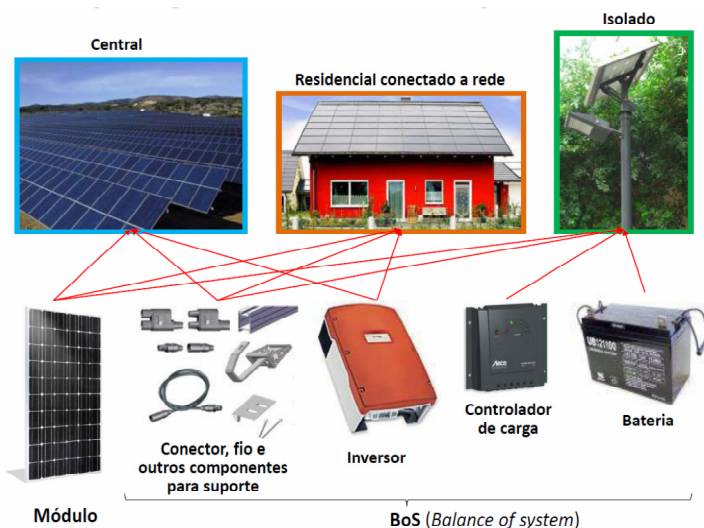
Fonte: ADIRSE/ECOLOGIA VERDE

## Componentes principais da geração fotovoltaica

Geradores fotovoltaicos podem ser utilizados para a alimentação de cargas isoladas, como casas, barcos e *trailers*. Algumas cargas, como lâmpadas e aquecedores podem ser alimentadas diretamente pelos módulos, outras, como equipamentos eletrônicos, exigem a conversão da corrente contínua em corrente alternada. Nestes casos, em geral são utilizados circuitos inversores de onda quadrada, relativamente baratos. Baterias com características especiais, acopladas a um controlador automático de carga (da bateria), complementam a geração nos períodos noturnos e de baixa irradiação solar e estabilizam a tensão e corrente do conjunto gerador.

Para operação em paralelo com a rede elétrica, a corrente contínua produzida pelos módulos deve ser convertida em corrente alternada. Além do reconhecimento de defeitos internos à instalação e proteções de sobretensão e sobrecorrente, os inversores (por vezes denominados “síncronos” ou “de linha”) executam funções de controle específicas, como o “*auto wakeup*” (início da operação quando a geração solar supera as perdas internas da instalação), o ajuste contínuo do ponto de máxima potência em função da temperatura e irradiação e a adequação do comportamento dinâmico da geração em resposta a necessidades específicas da rede elétrica. Recentemente tem-se observado o uso de microinversores acoplados diretamente aos painéis solares, em substituição ao inversor de linha.

A Figura 6 mostra os principais componentes de um sistema de geração fotovoltaica.



**Fig. 6. Componentes dos sistemas de geração fotovoltaicos**

Fonte: CTI

A Tabela 1 mostra a eficiência na conversão direta da energia do Sol em energia elétrica para módulos disponíveis no mercado e a comparação das áreas necessárias para a produção de 1 kW<sub>p</sub>.

**Tabela 1. Eficiência típica dos módulos comerciais**

Tecnologia	Eficiência	Área/kW <sub>p</sub>
<b>Silício cristalino</b>		
Monocristalino	13 a 19%	~7m <sup>2</sup>
Policristalino	11 a 15%	~8m <sup>2</sup>
<b>Filmes finos</b>		
Silício amorfo (a-Si)	4 a 8%	~15m <sup>2</sup>
Telureto de Cadmio (Cd-Te)	10 a 11%	~10m <sup>2</sup>
Disseleneto de cobre-índio-gálio (CIGS)	7 a 12%	~10m <sup>2</sup>
<b>Concentrador fotovoltaico</b>	~25%	

Fonte: EPIA (2011)

### 2.3 Aproveitamento energético heliotérmico (Concentrated Solar Power – CSP)

O princípio básico desta tecnologia é a utilização de superfícies espelhadas que refletem e concentram a irradiação solar direta DNI, conforme tratado no item 2.1, com o objetivo de convertê-la em energia térmica a partir da qual se gera vapor d'água que irá acionar um ciclo Rankine. As principais configurações de usinas termossolares são os concentradores cilíndrico-parabólicos (calhas), os concentradores Fresnel, os concentradores de prato parabólicos e os arranjos de helióstatos, que redirecionam a luz solar a um receptor estacionário (concentradores em torre).

A fonte principal de energia é a irradiação direta (DNI), sendo requerido um valor mínimo para a viabilização técnica do projeto (da ordem de 1900 kWh/m<sup>2</sup>)<sup>3</sup>. Sendo assim, as incertezas no cálculo da produção de energia são elevadas, pois a DNI na superfície da Terra é bastante influenciada pela

<sup>3</sup> Estimativa levantada junto a fornecedores de equipamentos e consultores durante visita de técnicos da EPE a instalações de CSP na Espanha e Alemanha em abril/2012.

nebulosidade e presença de aerossóis na atmosfera. As plantas atualmente em operação comercial possuem estações de medição de radiação, que possibilitam uma previsibilidade de geração de energia com até 24 horas de antecedência, especialmente aquelas que administram o despacho da energia térmica armazenada.

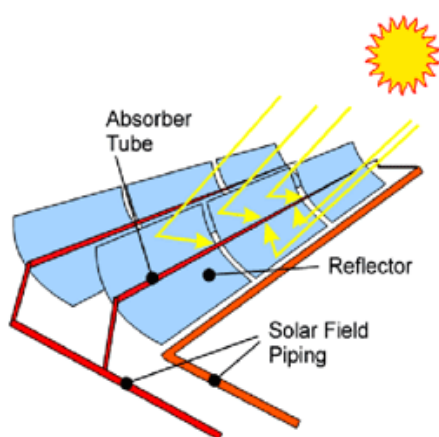
As usinas termossolares necessitam de um volume considerável de água para refrigeração do sistema e limpeza dos helióstatos. Assim, os locais com baixa taxa de nebulosidade (característica de locais áridos) são os ideais para instalação desses sistemas, mas devem ter disponibilidade hídrica suficiente para o funcionamento da usina, condições que nem sempre se obtêm simultaneamente.

Pesquisas buscam reduzir a utilização de água no processo, fazendo a refrigeração do fluido a seco, trocando calor apenas com o ar. Porém essa medida reduz a eficiência do processo. Em fase inicial de aplicação estão os sistemas híbridos, com resfriamento a água e a ar, que utilizam menor volume de água e não reduzem tanto a eficiência.

A vida útil mínima prevista de uma usina termossolar é de 25 anos, segundo informações de fornecedores de equipamentos e consultores, considerando critérios de O&M adequados para este tipo de instalação. A degradação da planta é desprezível nesse período, não sendo esperadas perdas significativas de rendimento e de desempenho dos materiais como espelhos e tubos absorvedores.

### Concentradores cilíndrico-parabólicos (calhas)

Os concentradores cilíndrico-parabólicos (Figura 7) são espelhos côncavos em que, na linha focal, passa um tubo absorvedor de calor por onde circula um fluido térmico. Esse fluido, normalmente óleo sintético, tem grande capacidade térmica e é aquecido à medida que escoar pelo tubo. Finalmente, o fluido térmico flui por um trocador de calor (gerador de vapor) onde se gera o vapor d'água pressurizado que acionará o ciclo Rankine. Para aumentar a eficiência e a absorção da energia solar, os concentradores, juntamente com o tubo absorvedor, giram em torno do próprio eixo acompanhando a inclinação do Sol ao longo do dia. Essa movimentação faz com que seja necessária a utilização de juntas flexíveis nos tubos absorvedores.



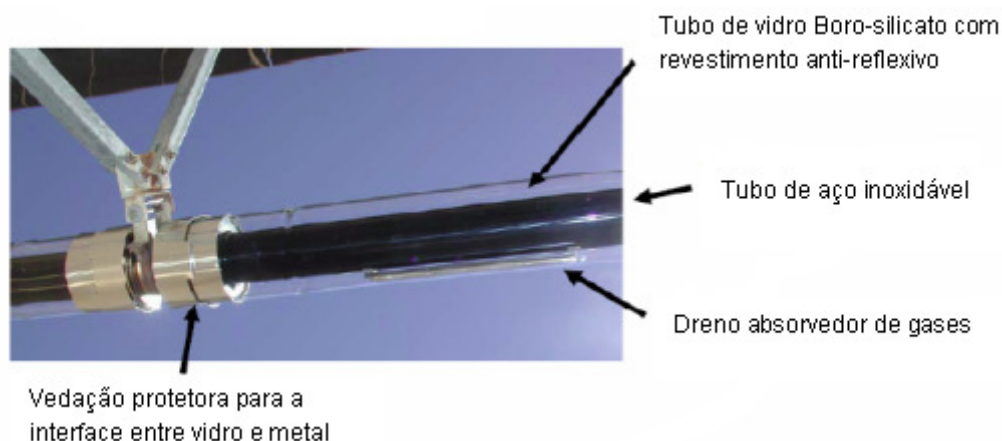
**Fig. 7. Concentradores cilíndrico-parabólicos**

Fontes: [www.nrel.gov](http://www.nrel.gov) e [www.ucsusa.org](http://www.ucsusa.org)

Os componentes básicos dessas usinas são basicamente os seguintes:

- espelhos cilíndrico-parabólicos, côncavos, com alta taxa de reflexibilidade (cerca de 93%) e resistentes a intempéries, por ficarem diretamente expostos ao tempo;
- tubos absorvedores de calor (Figura 8), utilizados para aquecer e encaminhar o fluido térmico aos trocadores de calor; têm cerca de 70mm de diâmetro e são tubos de aço inoxidável encapsulados

por um tubo de vidro antirreflexivo, que melhora a absorção da irradiação solar e diminui as perdas de calor para o ambiente externo;



**Fig. 8. Tubo absorvedor de calor**

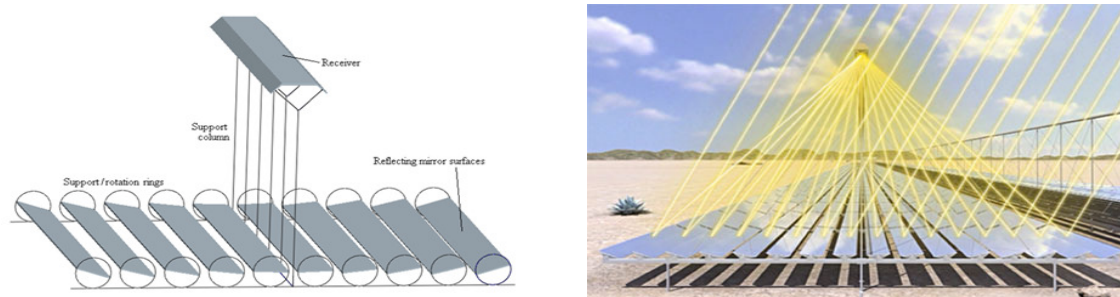
Fonte: ELECINOR Astexol-2

- fluidos de alta capacidade térmica, também chamados de HTF (da sigla em inglês de “Heat Transfer Fluid”), que devem ter grande capacidade térmica sem perder suas características físico-químicas; importante notar que os HTF desenvolvidos atualmente são bastante poluentes e em caso de vazamentos podem ocasionar impactos ambientais ao redor da usina;
- sistemas de GPS (“Global Positioning System”), para identificar precisamente a posição do Sol ao longo do dia, possibilitando que os espelhos sejam girados e direcionados de forma a tornar mais eficiente o aproveitamento da energia solar; a precisão do posicionamento dos espelhos em relação ao Sol deve ser de pelo menos 98%.

A tecnologia dos concentradores cilíndrico-parabólicos é a mais difundida e experimentada desde a década de 80 e com maior número de plantas comerciais em operação.

## Concentradores Fresnel

Os concentradores Fresnel (Figura 9) têm princípio muito similar ao do concentrador cilíndrico, porém, o tubo absorvedor é fixo e são utilizadas várias lâminas paralelas de espelhos planos, dispostas em um plano, que se organizam em diferentes angulações, refletindo para o tubo absorvedor a irradiação solar. Essas lâminas espelhadas movimentam-se de acordo com a posição do sol, direcionando os raios solares para o tubo absorvedor. Nessa tecnologia utilizam-se espelhos planos, que são mais baratos e de mais fácil fabricação, porém apresentam perdas óticas maiores devido à menor faixa de ângulos de incidência favoráveis. Conseqüentemente, é menos eficiente no aquecimento do HTF. Os concentradores Fresnel utilizam área menor do que os concentradores cilíndrico-parabólicos (pequena área de sombreamento entre os equipamentos). Além disso, não necessitam de juntas flexíveis nos tubos absorvedores de calor, pois estes são fixos.



**Fig. 9. Concentradores Fresnel**

Fontes: [newenergyportal.wordpress.com](http://newenergyportal.wordpress.com) e [www.navatecsolar.com](http://www.navatecsolar.com)

## Concentradores pratos parabólicos

Concentradores pratos parabólicos (Figura 10) são os únicos que utilizam espelhos parabólicos independentes e que, em seu ponto focal, o fluido é aquecido, acionando um motor ciclo Stirling acoplado a um gerador de pequeno porte local. Têm alta eficiência na concentração de calor e baixa perda térmica por terem movimentação em dois eixos, porém só podem ser acoplados a geradores modulares e de baixa potência (~10kW), o que limita a potência instalada total desse tipo de usina.

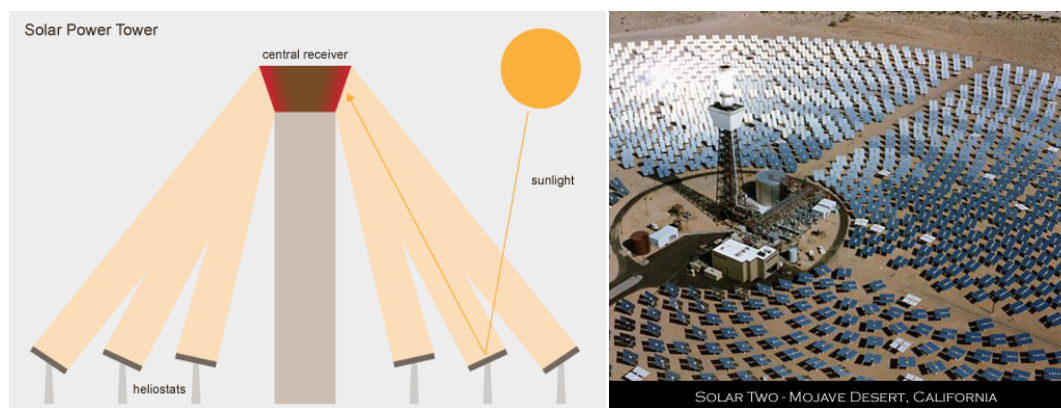


**Fig. 10. Concentradores pratos parabólicos**

Fontes: [www.greenchipstocks.com](http://www.greenchipstocks.com) e [www.tesseractosolar.com](http://www.tesseractosolar.com)

## Concentradores em torre

Usinas termossolares em torre (Figura 11) consistem de um campo de heliostatos<sup>4</sup> que se movem independentemente e de um concentrador localizado no topo de uma torre. Cada heliostato se move de forma a refletir os raios solares ao concentrador. O concentrador consiste de um feixe tubular por onde circula um fluido térmico, que é aquecido pela insolação refletida.



**Fig. 11. Concentradores em torre**

Fontes: [www.wisions.net](http://www.wisions.net) e [www.agreenamerica.com](http://www.agreenamerica.com)

As torres onde o calor é concentrado chegam a temperaturas muito elevadas, podendo alcançar até 1.000°C, cerca de duas vezes mais do que a temperatura de um fluido numa termossolar com geração de calor distribuída. Isso permite a utilização de turbinas de alta potência, além de não necessitar de instalação de tubos absorvedores de calor.

<sup>4</sup> Um heliostato é um dispositivo que segue o movimento do Sol. Utiliza habitualmente um espelho ou conjunto de espelhos que podem ser orientados ao longo do dia através de um eixo fixo de modo a redirecionar a luz solar para um receptor estacionário.



As pesquisas para desenvolvimento dessa alternativa estão sendo voltadas para a tecnologia dos materiais absorvedores de calor que são colocados no foco das torres e devem suportar temperaturas elevadas, além de grandes variações de temperatura, sem perder suas propriedades físicas e ter grande durabilidade.

## Geração heliotérmica - Outros aspectos tecnológicos

### Sistemas de armazenamento de energia – armazenamento térmico

Um desafio para o uso generalizado da energia solar é a restrição de produção de energia quando o Sol se põe ou é bloqueado por nuvens. O armazenamento de energia na forma térmica, acumulado em meios líquidos ou sólidos, como sais fundidos, cerâmicas ou misturas de sais em mudança de fase, permite que as usinas alcancem fatores de capacidade acima de 70%. Sem o armazenamento, o fator de capacidade não vai além de 25% [NREL, 2011].<sup>5</sup>

A Figura 12 ilustra a vantagem do armazenamento térmico em ciclo diário de uma usina heliotérmica híbrida, que opera também com queima suplementar de combustível fóssil como “back up” da energia solar, algo comum nas usinas com acumulação térmica. Um diagrama esquemático da usina é mostrado na Figura 13.

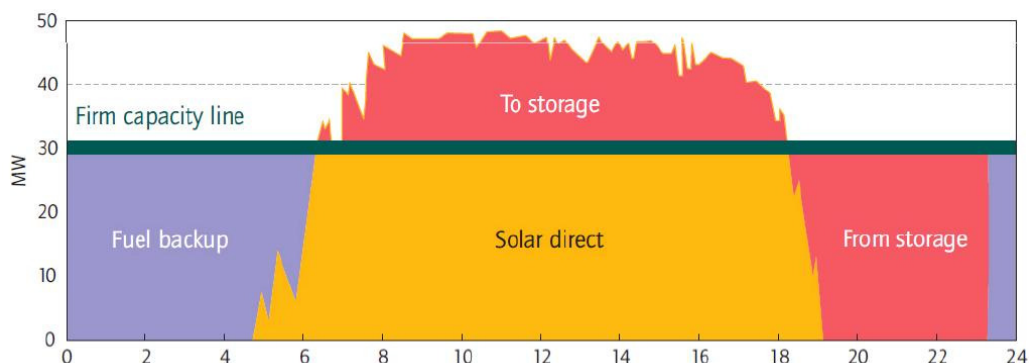


Fig. 12. Ciclo diário de usina heliotérmica híbrida, com acumulação térmica e queima suplementar

Fonte: IEA(2010a)<sup>6</sup>

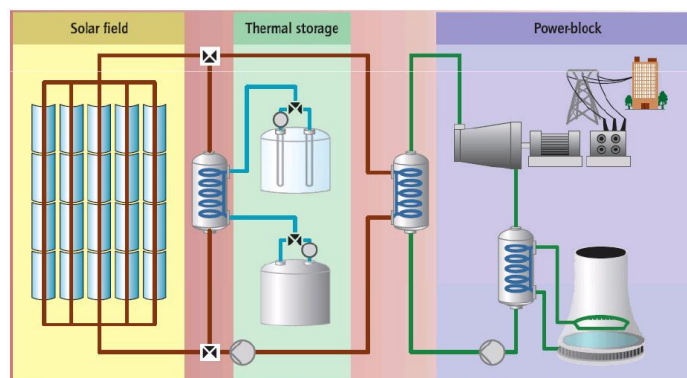


Fig. 13. Diagrama esquemático de usina com acumulação térmica

Fonte: IEA(2010a)

<sup>5</sup> NREL [National Renewable Energy Laboratory]. Parabolic Trough Thermal Energy Storage Technology. Denver (Estados Unidos): NREL, 2011. Disponível em: <[http://www.nrel.gov/csp/troughnet/thermal\\_energy\\_storage.html#direct/](http://www.nrel.gov/csp/troughnet/thermal_energy_storage.html#direct/)>. Acesso em: novembro de 2011.

<sup>6</sup> IEA [International Energy Agency]. Technology Roadmap - Concentrating Solar Power. Paris (França): IEA, 2010a. Disponível em: <[http://www.iea.org/papers/2010/csp\\_roadmap.pdf](http://www.iea.org/papers/2010/csp_roadmap.pdf)>. Acesso em: outubro de 2011.

As usinas do complexo AndaSol na Espanha, por exemplo, têm capacidade de armazenamento térmico de 8 horas aproximadamente, aumentando a disponibilidade anual de 1.000 horas para cerca de 2.500 horas. Quando a reserva térmica está completa, as turbinas podem operar aproximadamente 7,5 horas a plena carga, mesmo à noite. [Greenpeace, 2009]

A capacidade de acumulação térmica é dimensionada de acordo com o modo de operação previsto para a usina, se em regime contínuo (base), como seguidora da curva diária de carga ou mesmo como usina de ponta. Deve-se considerar a necessidade de aumento do tamanho do campo solar conforme a necessidade de armazenamento térmico da usina<sup>7</sup>.

Com relação às tecnologias de acumulação térmica, estas podem ser diretas (armazenamento de vapor ou sal líquido) ou indiretas, em que o fluido que circula pelos concentradores troca calor com os tanques de acumulação, e estes, por sua vez, com o sistema de geração de vapor.

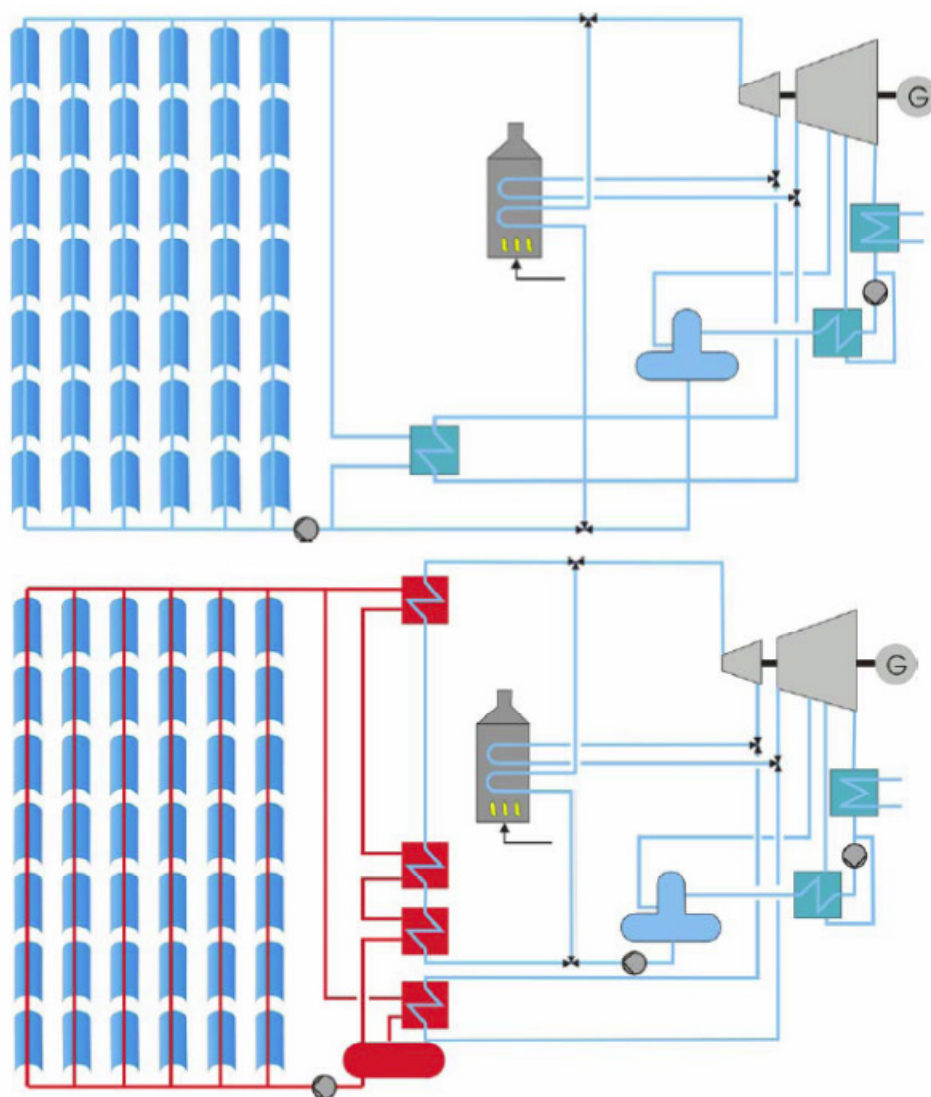
#### Sistema de absorção de calor – fluido de alta capacidade térmica (HTF)

Existem estudos que sugerem a eliminação do fluido químico (HTF) justamente para evitar os riscos de acidente ambiental. Esses fluidos podem atingir uma temperatura de até 400°C, não sendo possível superá-la, pois o fluido perderia suas características físico-químicas. A substituição do HTF por água ou sal liquefeito (nitrato de potássio) possibilitaria a elevação da temperatura de trabalho da usina, melhorando a eficiência do processo.

Essas usinas termossolares aqueceriam a água diretamente e gerariam vapor ao longo dos tubos absorvedores (Figura 14). Ainda estão em desenvolvimento, com a instalação de pequenas plantas protótipo, para avanço das pesquisas.

---

<sup>7</sup> A variável de projeto que caracteriza a relação entre o porte do campo solar e a capacidade do bloco de potência é conhecida como “múltiplo solar”, cujo valor fica na faixa 1,1 – 1,5 (sem armazenamento térmico) e da ordem de 3,0 – 4,0 (plantas com armazenamento).



**Fig. 14. Sistemas de absorção com HTF (superior) e de geração direta de vapor (inferior)**

Fonte: DLR (Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt)

A geração direta de vapor permite temperaturas mais elevadas e aumenta o rendimento das usinas. Além disso, simplifica o projeto, diminuindo o custo da construção. Existem, porém, dificuldades tecnológicas e operacionais a serem vencidas, principalmente em relação ao tubo absorvedor. A evaporação da água causa sobrepressão no interior da tubulação, requerendo um equipamento mais resistente projetado para esse tipo de aplicação. Adicionalmente, a geração de vapor na tubulação cria dificuldades para o escoamento do fluido e se faz necessária a implantação de bombas ao longo do circuito para direcionar o vapor às turbinas.

A substituição do fluido (HTF) por sal liquefeito (nitrato de potássio) também tem sido estudada, permitindo o aumento da temperatura atingida pelo fluido para cerca de 550°C. O sal liquefeito pode também ser usado diretamente para o armazenamento térmico da usina. O desafio dessa tecnologia é impedir que o sal derretido resfrie a ponto de se solidificar, entupindo a tubulação dos concentradores. Nesse processo, para manter o sal a uma temperatura mínima de cerca de 200°C, gasta-se energia proveniente de outra fonte, ou do próprio armazenador de calor, nos momentos em que não há irradiação normal direta do sol.

## 2.4 Aspectos elétricos e energéticos

### Geração fotovoltaica

Embora os níveis de radiação solar na superfície do planeta apresentem variações anuais expressivas, a *Global Horizontal Irradiance* – GHI, componente difusa aproveitada pela geração fotovoltaica, é pouco variável. Ainda que ocorrências episódicas, como cinzas lançadas por erupções vulcânicas, possam ter algum efeito temporário, a variabilidade interanual situa-se tipicamente entre 4% e 6%, menor nas regiões áridas e maior, de até 10%, nas regiões costeiras e montanhosas<sup>8</sup>. Mesmo a variabilidade intra-anual, em relação à média de longo prazo, é menor do que a observada na geração eólica ou hidrelétrica. Outro aspecto de interesse é que a energia solar tem comportamento sazonal diferenciado por região geográfica (Figura 15). Em complemento, tendências e ciclos de longo prazo são desprezíveis, de modo que se pode supor que a geração solar fotovoltaica tenha comportamento temporal não correlacionado com outras fontes variáveis como a hidrelétrica e eólica. Essas características favorecem a integração dessa alternativa energética ao sistema elétrico na medida em que são relativamente reduzidas as incertezas quanto à disponibilidade energética da fonte e, por consequência, quanto ao retorno econômico do investimento.

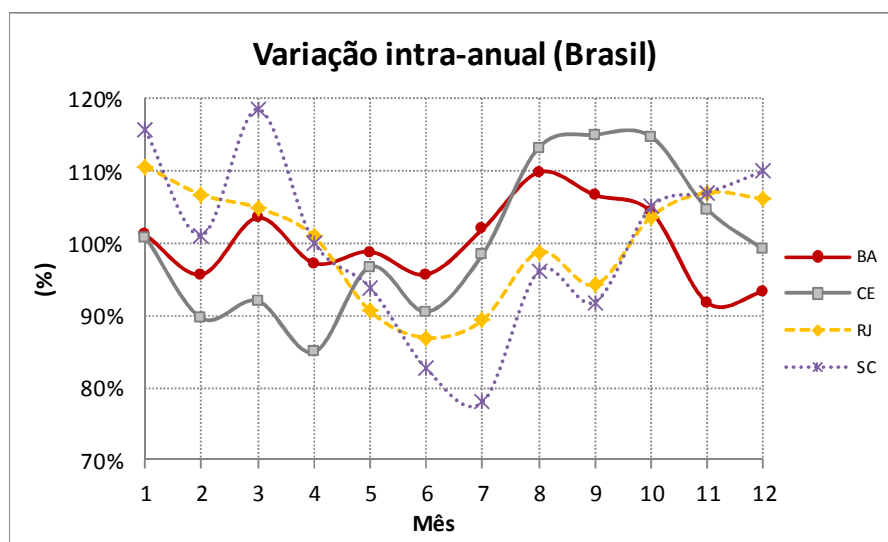


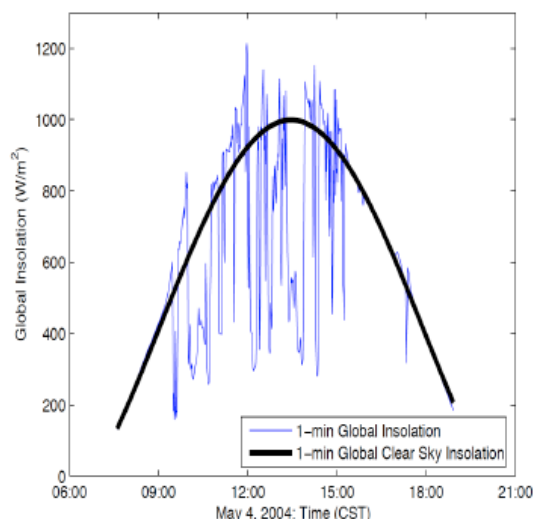
Fig. 15. Variação intra-anual da geração fotovoltaica (média = 100%)

Fonte: Elaboração própria a partir de PVWatts<sup>9</sup>.

Em condições de céu claro, com auxílio da geometria para cálculo da posição relativa entre o Sol e a Terra, a geração solar fotovoltaica pode ser prevista com grande exatidão. Contudo, em escalas menores de tempo, a presença e o comportamento aleatório de nuvens podem resultar em rápidas variações da irradiação solar e, portanto, da geração de energia elétrica. Para frequências maiores que  $4 \times 10^{-5}$  Hz (períodos menores que 6 horas), a variabilidade da geração fotovoltaica supera a da geração eólica. A Figura 16 exemplifica o comportamento minuto a minuto da insolação em condições de céu claro e em céu parcialmente nublado.

<sup>8</sup> 'Uncertainty in Long-Term Photovoltaic Yield Predictions', CanmetEnergy, março/2010.

<sup>9</sup> Disponível em: <http://rredc.nrel.gov/solar/calculators/PVWATTS/version1/>



**Fig. 16. Comportamento temporal da insolação global<sup>10</sup>**

Fonte: Dragon e Schumaker (2010)

Em intervalos de 30 minutos, a variabilidade da geração fotovoltaica é cerca de 10 vezes maior que da geração eólica. Pela ausência de inércia, em dias nublados podem ser observadas variações de potência de  $\pm 50\%$  em intervalos de tempo entre 30 e 90 segundos e de  $\pm 70\%$  em intervalos de tempo entre 2 e 10 minutos<sup>11</sup>.

A variabilidade extrema da geração fotovoltaica dá uma medida da dificuldade técnica da inserção em larga escala da microgeração solar em circuitos de distribuição de baixa tensão, em geral de pequena potência de curto-circuito e limitados recursos de controle de tensão. Os inversores são também sujeitos a desligamentos em casos de desvios de frequência, curtos-circuitos ou variações rápidas da tensão da rede.

Esses aspectos foram ressaltados por concessionárias de energia elétrica na Consulta Pública nº 15/2010 da ANEEL<sup>12</sup>, embora os inversores modernos incorporem funções de controle de resposta a perturbações na rede elétrica, em geral especificados nos procedimentos de rede das concessionárias e órgãos responsáveis pela operação do sistema elétrico.

Da mesma forma que na geração eólica, a dispersão espacial de parques geradores pode reduzir significativamente a variabilidade do conjunto.

Importa destacar que, em razão da característica de seu ciclo diário, limitado ao período diurno, a geração fotovoltaica não substitui investimentos na ampliação da capacidade instalada do sistema elétrico, mas pode ser vista como uma fonte “economizadora” de combustíveis de maior valor econômico. Além disso, o fator de capacidade é baixo. Nas regiões mais favoráveis do país, o nível de irradiação solar corresponde à geração de plena potência das instalações por período equivalente a cerca de 1.500 horas por ano (fator de capacidade de 17%).

## Geração heliotérmica

Para a geração solar heliotérmica a situação é diversa. A componente direta da irradiação global (DNI) apresenta elevada variabilidade interanual, eventualmente superior a 20%, e é afetada pela presença de

<sup>10</sup> ‘Solar PV Variability and Grid Integration’, Ken Dragoon and Adam Schumaker, Outubro, 2010.

<sup>11</sup> ‘Accommodating high levels of variable generation’, NERC, abril de 2009.

<sup>12</sup> A Consulta Pública nº 15/2010, promovida pela ANEEL, visou reduzir as barreiras para a instalação de geração distribuída de pequeno porte, a partir de fontes incentivadas, conectada na rede de distribuição de energia elétrica.

aerossóis e cinzas de erupções vulcânicas nas camadas superiores da atmosfera<sup>13</sup>. A variabilidade ao longo do dia também pode ser bastante elevada pela presença de nuvens.

Mas, se, por um lado, a previsibilidade da geração heliotérmica em longo prazo é menor, por outro, em intervalos de tempo pequenos, da ordem de minutos, a inércia térmica do fluido aquecido assegura a pequena variabilidade de curtíssimo prazo da geração. Quando associada a acumuladores de calor, pode substituir a geração das fontes convencionais.

---

<sup>13</sup> “Long-term variability of solar direct and global radiation derived from ISCCP data and comparison with reanalysis data”, S. Lohmann, C. Schillings, B. Mayer e R. Meyer, maio/2006.

### 3. CARACTERIZAÇÃO DA CADEIA INDUSTRIAL DA ENERGIA SOLAR

#### 3.1 Fotovoltaica

A cadeia de produção da indústria fotovoltaica começa na extração do quartzo e seu beneficiamento para produção de lingotes de silício. Seguem-se a fabricação das células e painéis fotovoltaicos e a produção dos equipamentos eletromecânicos complementares (Figura 17).



**Fig. 17. Cadeia Produtiva Fotovoltaica**

Fonte: CGEE (2010)

Atualmente cerca de 90% dos painéis fotovoltaicos produzidos no mundo são compostos por células de silício monocristalino ou policristalino, havendo um compromisso entre a eficiência da conversão da energia primária em energia elétrica e o custo de produção das duas tecnologias. As células de silício monocristalino são mais eficientes que as de policristalino, porém também apresentam maiores custos de produção.

A depender da relação custo benefício, as tecnologias de filmes finos devem reduzir ao longo do tempo a participação dos painéis fotovoltaicos de silício, porém os painéis de silício devem manter parcela importante do mercado, sobretudo pela maior disponibilidade da matéria prima.

O silício pode ser classificado, em uma escala crescente de pureza, nos graus metalúrgico, solar e eletrônico. Para se atingir o grau de pureza de 99,9999%, também chamado de “seis noves de pureza”, requerido na produção de painéis fotovoltaicos, o silício grau metalúrgico precisa passar por um processo de beneficiamento, já que sua pureza normalmente não passa de 99,5%.

Atualmente, a etapa de beneficiamento do silício, que permite atingir os graus de pureza solar e eletrônico, é feita pela denominada rota química, utilizando-se o processo Siemens. Este processo produz, como resíduos, substâncias tóxicas e corrosivas que necessitam de cuidados especiais em razão dos danos ambientais que potencialmente podem provocar.

O silício grau solar, acrescido de substâncias de dopagem e cristalização, é fundido em ambiente inerte e transformado em lingotes de estrutura monocristalina ou policristalina, seguindo-se a laminação em “*wafers*” para a produção das células e módulos fotovoltaicos.


Da produção do silício grau solar à produção dos módulos tem-se um processo industrial que se caracteriza por: (i) consumo intensivo de energia elétrica (índices de 120 a 200 kWh/kg de silício grau solar, representando cerca de 25% do seu custo de produção); (ii) elevado grau de automação, o que limita o valor da mão de obra no produto final a cerca de 3% e (iii) rápida obsolescência tecnológica, o que exige constante investimento na atualização das linhas de produção.

Historicamente, a produção de silício grau solar está atrelada ao silício grau eletrônico. O silício grau eletrônico é utilizado na indústria da microeletrônica para a produção de semicondutores e circuitos integrados, que demandam o insumo em graus de pureza ainda maiores do que na produção de painéis fotovoltaicos, da ordem de “oito noves” (99,999999%). O silício grau solar, portanto, é um produto intermediário desta indústria e esta sinergia (entre as indústrias fotovoltaica e microeletrônica) implica

na ligação entre o produtor de silício grau solar pela rota química e o mercado de silício grau eletrônico (CGEE, 2009).

Está em desenvolvimento, ainda em fase experimental, a rota metalúrgica para a produção de silício grau solar. Este processo demanda menos energia e reduz os impactos ao meio ambiente, além de se esperar redução no custo de produção entre 30% e 50% (CGEE, 2009).

A divisão mundial da indústria fotovoltaica apresenta diferenças em cada etapa da cadeia de produção (Figura 18). Segundo dados de 2009 da *European Photovoltaic Industry Association - EPIA (2010)*, a produção de silício está concentrada nos Estados Unidos (40% da produção), seguindo-se Europa e China, com capacidades similares e próximas a 20% cada um, e Japão (cerca de 10% da produção). Embora houvesse aproximadamente 75 empresas atuando no mercado de silício em 2009, apenas as sete maiores concentravam 90% de toda a produção. O mercado é mais pulverizado e competitivo quando se trata da produção de “*wafers*”, células e painéis fotovoltaicos, em uma gradação crescente a cada etapa da cadeia. A produção de células e painéis está concentrada principalmente na China, com quase 50% da capacidade mundial. O restante é produzido em Taiwan (> 15%), Europa (> 10%), Japão (pouco menos de 10%) e Estados Unidos (menos de 5%). Estima-se que a capacidade mundial de produção de células e módulos de silício cristalino em 2010 era da ordem de 30 GW/ano (EPIA, 2011).



2009	SILICON	INCOTS	WAFERS	CELLS	MODULES
Number of companies:	75	208	239	988	
Production capacity:	130,000 TONNES	15,000 MW	18,000 MW	19,000 MW	
Effective production:	90,000 TONNES	10,000 MW	9,000 MW	7,000 MW	

**Fig. 18 - Número de empresas na cadeia produtiva fotovoltaica**

Fonte: EPIA (2011b)

Na outra ponta, o principal mercado consumidor final da indústria fotovoltaica ainda é a Europa, que consome aproximadamente 80% da produção mundial de painéis. Embora boa parte dos painéis instalados na Europa seja importada, cerca de 50% do valor agregado de um sistema fotovoltaico é adicionado no local da instalação, correspondendo aos demais componentes eletromecânicos, engenharia, montagem e margens dos vendedores. O principal fornecedor mundial de painéis é a China, que produz aproximadamente 50% de todos os painéis fotovoltaicos instalados no mundo (Figura 19).

O Brasil possui pontos fortes para o estabelecimento de uma indústria fotovoltaica, segundo CGEE (2009). O primeiro deles é o fato de deter uma das maiores reservas mundiais de quartzo de qualidade, mineral de onde o silício é extraído. Outro ponto forte é o fato de já possuir indústrias estabelecidas de beneficiamento do silício, embora apenas até o grau metalúrgico, insuficiente para utilização em aplicações solares. Tanto MME (2009) quanto CGEE (2010) afirmam que o Brasil detém tecnologia para a fabricação de células e módulos fotovoltaicos. Embora ainda em escala piloto, a planta instalada pela PUC-RS produz módulos fotovoltaicos com tecnologia competitiva.

Na avaliação do MME (2009), a oportunidade para a inserção da tecnologia fotovoltaica no contexto energético nacional, com a criação de um parque industrial competitivo, capaz, inclusive, de disputar o mercado internacional, está condicionada à instalação de indústrias de beneficiamento do silício para fabricá-lo no grau de pureza solar. Já a CGEE (2010) sugere, diferentemente, o mesmo trajeto percorrido por China e Coreia do Sul: primeiro instalam-se fábricas de células solares e módulos fotovoltaicos e, em seguida, incrementa-se a produção de silício grau solar no país.





**Fig. 19. Consumo e Produção de Módulos Fotovoltaicos**

Fonte: EPIA (2011)

Por fim, a indústria de componentes elétricos e eletrônicos já existe no país e pode se adaptar, rapidamente e sem grandes dificuldades para fornecimento de disjuntores, inversores e conectores, em resposta à demanda da geração fotovoltaica.

### 3.2 Heliotérmica

Com cerca de 1,3 GW de potência heliotérmica instalada no mundo, e mais 2,3 GW em construção<sup>14</sup>, esse mercado tem crescido bastante nos últimos anos, porém ainda enfrenta grandes desafios. Além do desenvolvimento da própria tecnologia, o setor precisa disputar mercados com a geração fotovoltaica, especialmente após a acentuada queda de preços dos painéis observada em 2011.

A partir do desenvolvimento tecnológico, de ganhos de escala na produção e adoção de plantas comerciais com potências acima de 50 MW, espera-se que o custo da geração heliotérmica possa cair de 50 a 60% nos próximos 10 a 15 anos. Estudos indicam que plantas com potência instalada de 150 a 250 MW correspondem ao dimensionamento ótimo, do ponto de vista econômico. A título de referência, de acordo com estudos do IEA (2010), Turchi (2010), Kost and Schlegl (2010), o custo nivelado da eletricidade (LCOE) produzida por uma usina heliotérmica está na faixa de 15 a 22 centavos de euro por kWh, a depender da tecnologia, escala, irradiação e sistema de armazenamento térmico.

Existe grande margem para o desenvolvimento tecnológico dos diversos tipos de geração heliotérmica. A tecnologia ainda é incipiente, existindo poucas unidades comerciais no mundo, porém há um grande investimento, principalmente de países europeus no desenvolvimento de plantas termosolares e sua indústria de base. De acordo com o DLR, empresas alemãs como a Schott, Flabeg, Steag, Evonik, Siemens, Solar Millenium, entre outras, já investiram cerca de € 100 milhões nessa tecnologia, o que evidencia o interesse e o possível crescimento da termosolar no mundo. Além dessas empresas, existem outras com *know-how* em usinas termosolares como a francesa Soitec, que desenvolveu 67% da potência instalada em usinas termosolares nos Estados Unidos, e as norte-americanas Amonix, que participou da implantação de 25% e 69% das potências instaladas nos Estados Unidos e na Espanha,

<sup>14</sup> European Academies Science Advisory Council – EASAC Policy Report 16, novembro de 2011.

respectivamente, e Solfocus, que projetou cerca de 7% da potência instalada nos Estados Unidos, além de plantas em Portugal e Grécia. Complementam a lista de principais empresas com investimento em energia termossolar: Abengoa Solar, Pairan Eletronik, Tenaska Solar Venture, Cogentrix e Solar Systems.<sup>15</sup>

O bloco de potência das usinas heliotérmicas, ou termossolares, tem o mesmo princípio básico de funcionamento das usinas térmicas convencionais e podem ser caracterizadas por duas partes com funções distintas, a captação de irradiação solar e redirecionamento dessa irradiação para um determinado fluido específico e o processo termoelétrico, em que ocorre a geração de vapor que acionará as turbinas e os geradores. O Brasil domina essa tecnologia e possui parque industrial para atender o processo de conversão termoelétrico, comum aos demais tipos de usinas térmicas e com tecnologia consolidada em todo mundo.

O processo solar-térmico ainda está em desenvolvimento no mundo e demanda grandes investimentos em parques industriais e tecnologia, principalmente para a produção de materiais capazes de trabalhar em altas temperaturas sem perder suas propriedades físico-químicas. Os países mais avançados na implantação dessas usinas são Estados Unidos e Espanha, principalmente por possuírem locais com bons níveis de radiação e políticas de incentivo à energia solar. Ainda são objeto de pesquisa e desenvolvimento os tipos de usinas com concentradores Fresnel, concentradores em torre e pratos parabólicos.

---

<sup>15</sup> Fonte: GTM Research

## 4. POTENCIAL NACIONAL DE ENERGIA SOLAR

Entre os trabalhos pioneiros de avaliação consistente do potencial da energia solar no Brasil estão o *Atlas de Irradiação Solar do Brasil*, de 1998, realizado pelo Instituto Nacional de Meteorologia – INMET e pelo Laboratório de Energia Solar da Universidade Federal de Santa Catarina – UFSC, e o *Atlas Solarimétrico do Brasil*, de 2000, desenvolvido pela Universidade Federal de Pernambuco – UFPE e pela Companhia Hidroelétrica do São Francisco – Chesf, com apoio do Centro de Pesquisa de Energia Elétrica – CEPEL por meio de seu Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito – CRESESB. Mais recentemente, em 2006, foi publicado o *Atlas Brasileiro de Energia Solar*, produzido no âmbito do projeto SWERA – *Solar and Wind Energy Resource Assessment*, sob coordenação do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais – INPE. Para estimativa do potencial de energia solar no Brasil, o Atlas Brasileiro de Energia Solar pode ser considerada a referência mais atual e completa.

Entre os principais produtos apresentados no Atlas estão mapas solarimétricos do país, com resolução espacial de 10 km x 10 km, para o período de 1995 a 2005, apresentando:

- radiação solar global horizontal – média anual e sazonal;
- radiação solar no plano inclinado – média anual e sazonal;
- radiação solar difusa – média anual e sazonal;
- variabilidade média – anual e sazonal.

Um trabalho complementar (SWERA, 2008) apresenta ainda um mapa do Brasil com a irradiação direta anual, podendo-se destacar que os maiores valores são observados no vale do rio São Francisco, na Bahia e na divisa entre os estados de São Paulo, Paraná e Mato Grosso do Sul.

De uma forma geral, a irradiação global é relativamente bem distribuída pelas regiões do país. Mas, de forma geral, todo o litoral leste, do Rio Grande do Sul ao recôncavo baiano, área mais densamente povoada, apresenta os menores índices de irradiação verificados no país.

A região Nordeste apresenta os maiores valores de irradiação solar global, com a maior média e a menor variabilidade anual entre as regiões geográficas. Os valores máximos de irradiação solar no país são observados na região central do estado da Bahia (6,5 kWh/m<sup>2</sup>/dia), incluindo parcialmente o noroeste de Minas Gerais. Há, durante todo o ano, condições climáticas que conferem um regime estável de baixa nebulosidade e alta incidência de irradiação solar para essa região semiárida.

A região Sul é a que mostra os menores valores de irradiação global média no Brasil, notadamente na costa norte do estado de Santa Catarina (4,25 kWh/m<sup>2</sup>/dia), litoral do Paraná e litoral sul de São Paulo. Além disso, apresenta também a maior variabilidade média anual. As características de clima temperado e a influência de massas de ar polares contribuem para o aumento da nebulosidade nessa região, principalmente durante os meses de inverno.

A irradiação média anual varia entre 1.200 e 2.400 kWh/m<sup>2</sup>/ano, valores que são significativamente superiores à maioria dos países europeus, cujas estatísticas indicam intervalos entre 900 e 1.250 kWh/m<sup>2</sup>/ano na Alemanha, entre 900 e 1.650 kWh/m<sup>2</sup>/ano na França e entre 1.200 e 1.850 kWh/m<sup>2</sup>/ano na Espanha.

Como ordem de grandeza do potencial energético solar pode-se estimar que o consumo do sistema interligado – SIN verificado em 2011 seria totalmente atendido com o recobrimento de uma área de 2.400 km<sup>2</sup>, pouco mais que a metade da área do município de Salvador-BA, com painéis fotovoltaicos numa região com insolação média da ordem de 1.400 kWh/m<sup>2</sup>/ano.

## 5. COMPETITIVIDADE DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

Entre as duas tecnologias de conversão da energia solar em energia elétrica descritas nas seções precedentes, fotovoltaica e heliotérmica, a geração fotovoltaica é a que se encontra em estado de desenvolvimento mais avançado, apresentando, em muitas situações, condições econômicas que poderão permitir a atração de investidores, sejam eles corporativos ou mesmo individuais.

Em vista disso, todo o desenvolvimento apresentado nesta nota técnica a partir desta seção irá se referir à geração fotovoltaica, considerando-se sua aplicação de forma distribuída, por meio de sistemas de pequeno e médio portes, com dimensão compatível com a instalação em telhados, ou por sistemas de geração centralizada, de maior porte, instaladas no solo.

### 5.1 Referências internacionais para o custo de investimento

O custo de investimento em sistemas fotovoltaicos pode ser decomposto em três itens principais: os painéis fotovoltaicos, o inversor de linha e o “*Balance of the System - BoS*”, que engloba as estruturas mecânicas de sustentação, equipamentos elétricos auxiliares, cabos e conexões e a engenharia necessária para a adequação dos componentes do sistema, assim como custos gerais de instalação e montagem.

#### Painéis

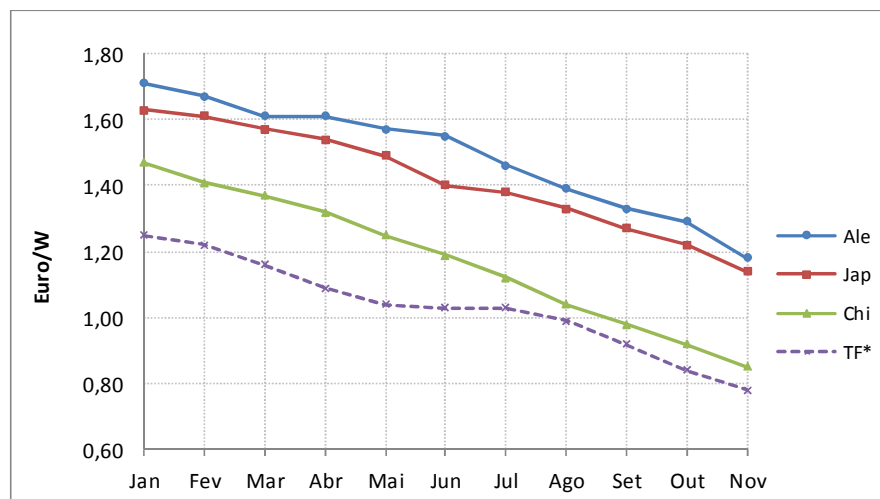
Enquanto o preço do inversor e o custo de BoS tem se mantido relativamente estáveis, os painéis solares vêm apresentando constante redução de preços (Figura 20), alcançando, em julho de 2011, o valor de €1,2/W<sub>p</sub> na Europa (EPIA).



**Fig. 20. Preços de sistemas fotovoltaicos na Europa (painéis)**

Fonte: EPIA (2011)

Estimulada pela persistente sobreoferta de módulos fotovoltaicos, ou pela crise econômica que vem afetando particularmente os países europeus, a redução de preços de módulos de silício cristalino no mercado “*spot*” (vendas no atacado) alcançou, entre janeiro e novembro de 2011, 42% na China e 31% na Alemanha. Também a tecnologia de filme fino (TF) vem apresentando queda de preços, tendo atingido €0,78/W<sub>p</sub> (Figura 21).



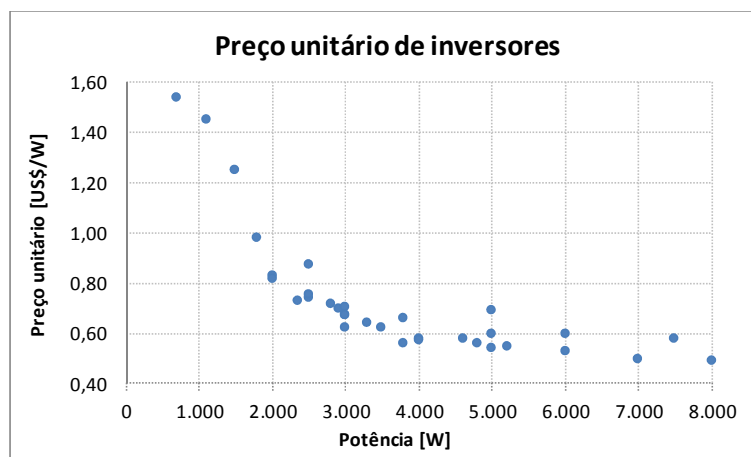
**Fig. 21. Evolução de preços (no atacado) de painéis fotovoltaicos em 2011**

Fonte: pvXchange em [www.solarserver.com](http://www.solarserver.com)

Os preços no varejo vêm apresentando reduções semelhantes, situando-se, em novembro de 2011, em €2,33/W<sub>p</sub> na Europa e US\$2,49/W<sub>p</sub> nos Estados Unidos (valores médios, exclusive impostos)<sup>16</sup>.

## Inversores

A Figura 22 mostra o preço unitário de inversores em função da potência nominal, expresso em US\$/W<sub>p</sub>. Para potências nominais superiores a 7.000W<sub>p</sub>, o preço unitário de inversores se estabiliza em cerca de US\$0,50/W<sub>p</sub>, mas alcança cerca de US\$1,55/W<sub>p</sub> na faixa de 1.000W<sub>p</sub>. Para potência de 100kW<sub>p</sub>, o preço unitário de inversores é de cerca de US\$ 0,50/W<sub>p</sub>, reduzindo-se a US\$0,40/W<sub>p</sub> para potencias de 300kW<sub>p</sub> e para US\$0,30/W<sub>p</sub> para potências de 500kW<sub>p</sub>.



**Fig. 22. Preço unitário de inversores.**

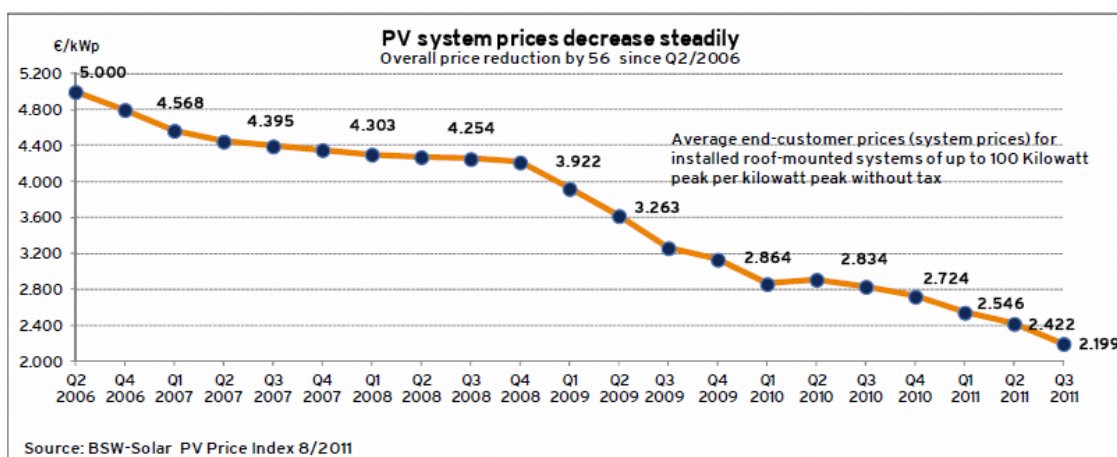
Fonte: pvXchange em [www.solarserver.com](http://www.solarserver.com)

Vem despertando interesse o uso de microinversores diretamente acoplados aos painéis solares, em substituição do inversor de linha. Essa tecnologia tende a homogeneizar o custo da inversão em relação à potência e a reduzir o custo de montagem das instalações. Podem ser encontrados microinversores com preços na faixa US\$0,85 a US\$0,98/W<sub>p</sub>.

<sup>16</sup> Solarbuzz Solar Market Research and Analysis, em [www.solarbuzz.com](http://www.solarbuzz.com), acesso em dez/2011.

## Sistema completo

Graças principalmente ao declínio do preço dos painéis, o preço do conjunto de geração fotovoltaica tem se reduzido acentuadamente. Atualmente, os painéis solares respondem por cerca de 60% do custo total dos sistemas fotovoltaicos, o inversor por cerca de 10% e o restante é atribuído ao BoS. Estima-se que em uma década os painéis responderão por apenas 35-40% do total, enquanto que o BoS responderá por metade da inversão total. De acordo com a *German Solar Industry Association – BSW*, o preço de sistemas fotovoltaicos de até 100 kW<sub>p</sub> na Alemanha, instalados em telhados, reduziu-se, em agosto de 2011, a €2,2/W<sub>p</sub>, excluídos impostos (Figura 23). Outras fontes<sup>17</sup> sugerem preços praticados na Alemanha ainda menores, de €1,60/W<sub>p</sub>, ao final de setembro de 2011, para instalações de grande porte e €1,90/W<sub>p</sub> para instalações residenciais.



**Fig. 23. Evolução recente do preço de sistemas fotovoltaicos**

Fonte: BSW-solar (2011).

A instalação em telhados vem sendo cada vez mais usada, principalmente na Alemanha, na Espanha, na Itália e nos Estados Unidos. Tipicamente, a potência instalada nas edificações da Europa é de 3kW<sub>p</sub> no setor residencial, 100kW<sub>p</sub> no setor comercial e 500kW<sub>p</sub> no setor industrial.

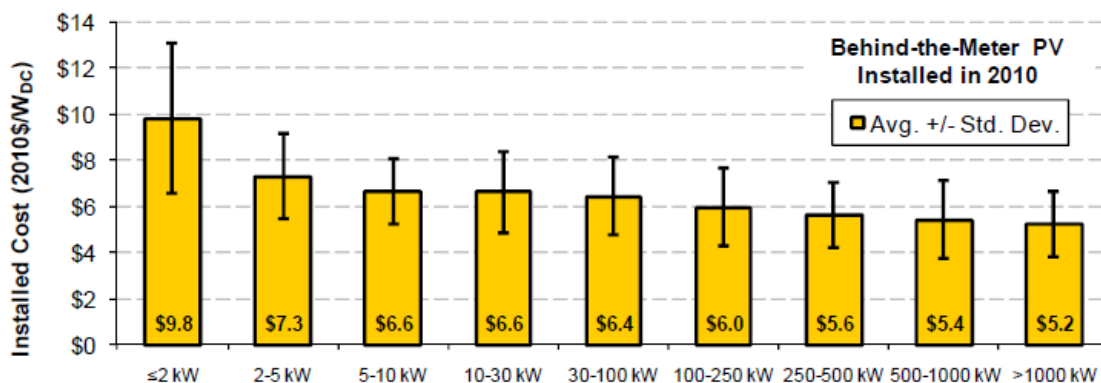
Para efeito da análise da competitividade da geração solar fotovoltaica é importante destacar que o preço dos sistemas depende fortemente da potência da instalação. Estudo publicado pelo Lawrence *Berkeley National Laboratory*<sup>18</sup> mostra a diferenciação do custo unitário de investimento observado nos Estados Unidos em 2010 para ampla faixa de potência (Figura 26). O mesmo estudo ressalta que, em média, o custo de instalação para potências entre 2 e 5kW são 64% mais elevados nos Estados Unidos do que na Alemanha e atribui a diferença, entre outros fatores, à maior capacidade de geração já instalada no país europeu, às regras de conexão à rede, aos custos de mão-de-obra e à simplificação dos procedimentos de aprovação das instalações na Alemanha.

De acordo com a *Solar Energy Industries Association – SEIA*<sup>19</sup>, o preço médio de sistemas fotovoltaicos não residenciais instalados nos Estados Unidos alcançou US\$4,94/W<sub>p</sub> no terceiro trimestre de 2011. Em escala de MW (grande porte), o preço médio reduziu-se a US\$3,45/W<sub>p</sub>, em setembro de 2011. O preço médio final “turn key” de sistemas residenciais alcançou US\$6,24/W<sub>p</sub> (entre 4,0 e 8,5 US\$/W<sub>p</sub>), cerca de 25% superior ao de sistemas de porte comercial e 80% superior ao das instalações de grande porte (Figura 25). Pesquisa de preços nos Estados Unidos realizada na *web* em outubro de 2011 confirma a existência de ganhos de escala tanto nos inversores quanto nos painéis.

<sup>17</sup> IHS ISUPPLY, em 06 de dezembro de 2011.

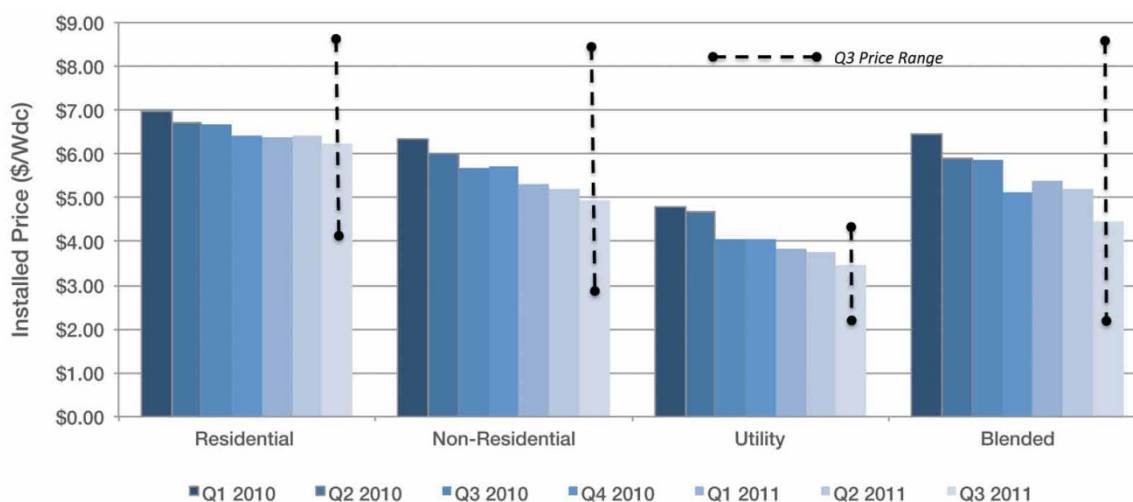
<sup>18</sup> “Tracking the Sun IV – An historical summary of the installed cost of photovoltaics in the United States from 1998 to 2010”, setembro de 2011.

<sup>19</sup> “US Solar Market Insight: 3<sup>rd</sup> Quarter 2011 – Executive Summary”, em <<http://www.seia.org>>.



**Fig. 24. Preços de sistemas fotovoltaicos por faixa de potência (EUA, 2010)**

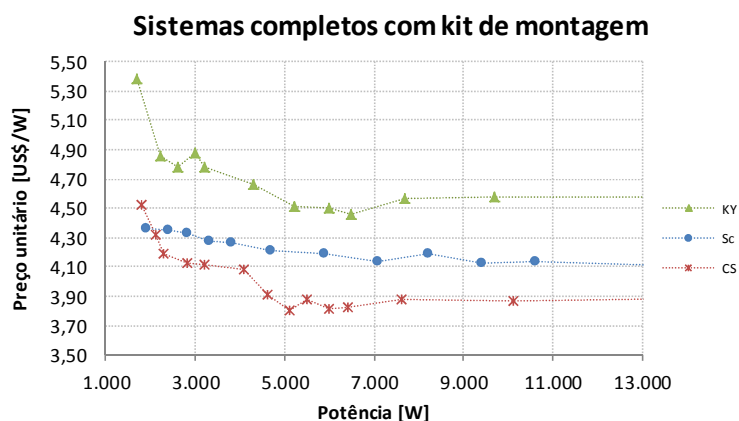
Fonte: SEIA (2011).



**Fig. 25. Preços de sistemas fotovoltaicos instalados (EUA)**

Fonte: SEIA (2011).

Os “racks” de montagem dos painéis solares são vendidos a preços da ordem de US\$80 por painel, para quantidades superiores a 20 painéis. A Figura 26 mostra preços unitários de “kits” completos, compostos de painéis solares, inversores, disjuntor AC, chaves seccionadoras DC e AC e “racks” de montagem, destacando-se, na curva intermediária, o uso de painéis com microinversores. A curva superior mostra preços de “kits” que utilizam módulos de marca japonesa tradicional (Kyocera) e a inferior “kits” com painéis Canadian Solar, de origem chinesa.



**Fig. 26. Preço unitário de sistemas completos (exceto montagem)**

Fonte: Elaboração própria a partir de pesquisa em sites da web

O levantamento e compilação de preços de “kits” completos (painel e inversor), em sites de lojas especializadas norte americanas, indica que para potências típicas de instalações comerciais e industriais, entre 50 kW<sub>p</sub> e 1.000 kW<sub>p</sub>, podem ser encontrados “kits” com preços unitários mostrados na Tabela 3.

**Tabela 3. Preços de “kits” completos**

Potência (kW <sub>p</sub> )	Mínimo	Médio (US\$/W <sub>p</sub> )	Máximo
50	2,17	2,32	2,61
75	2,11	2,21	2,33
100	2,07	2,16	2,29
250	1,95	2,04	2,17
500	1,83	1,92	2,04
1.000	1,81	1,90	2,02

Fonte: Elaboração Própria a partir de pesquisa de ofertas em “sites” de lojas especializadas norte-americanas (Solar Electric Supply, DM Solar e outras).

Note-se que os valores anteriormente apresentados incluem os impostos regulares de comercialização dos produtos e serviços (I.V.A., imposto sobre valor agregado), que varia de país para país ou de região para região. Nas referências compiladas, a média de IVA foi avaliada entre 8 e 10% dos valores pesquisados.

Por outro lado, os valores anteriores não incluem os custos de instalação e montagem, estimados da ordem de 20% do custo total de investimento. Incluindo estes custos, obtêm-se os valores apresentados na Tabela 4, os quais foram adotados como referência nesta análise para o custo de investimento em sistemas fotovoltaicos de conversão de energia elétrica no mercado internacional.

**Tabela 4. Custo de investimento em sistemas fotovoltaicos – referência internacional (US\$/kW<sub>p</sub>)**

Potência	Painéis	Inversores	Instalação & Montagem	TOTAL
Residencial (4-6kW <sub>p</sub> )	2,23	0,57	0,70	3,50
Residencial (8-10kW <sub>p</sub> )	2,02	0,50	0,63	3,15
Comercial (100kW <sub>p</sub> )	1,74	0,42	0,54	2,70
Industrial (≥1.000kW <sub>p</sub> )	1,60	0,30	0,48	2,38

Nota: Preços com impostos nos seus mercados de origem.

Fonte: Elaboração própria a partir de pesquisa diretamente em “sites” de lojas especializadas norte-americanas (Solar Electric Supply, DM Solar e outras).



## 5.2 Estimativa do custo de investimento no Brasil

Para internalização no Brasil dos custos descritos no item anterior, deve ser considerada a incidência de impostos (imposto de importação, IPI, quando for o caso, ICMS, PIS, COFINS, etc.), que nem sempre ocorrem de forma homogênea sobre todas as parcelas. A partir de informações do Grupo Setorial Fotovoltaico da Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica – ABINEE, mostradas no quadro abaixo (Figura 27), constata-se que esse sobrecusto estaria entre 30 e 35%, percentual que incidiria sobre os valores de referência internacionais. De fato, para a instalação de 100kWp, o custo de investimento seria de R\$6,31/Wp, desconsiderados impostos, elevando-se para R\$8,36/kWp ao ser considerada a carga tributária, o que significa algo como 32,5% de elevação. Descontados, os impostos nos locais de origem, tem-se que, em termos líquidos, a internalização no Brasil dos custos de investimento em sistema de geração fotovoltaica importaria na elevação em cerca de 25% dos valores atribuídos como referência internacional.

Carga Tributária									
Exemplo instalação Corporativa									
100 kWp									
Componente	Preço cliente final	II	ICMS	IPI	PIS	COFINS	ISS	Carga tributária cliente final	Sistema sem impostos
Modulo	R\$ 406.802	12%	0%	0%	1,65%	7,65%	0%	R\$ 71.802 18%	R\$ 335.000
Inversor	R\$ 156.402	14%	12%	15%	1,65%	7,65%	0%	R\$ 58.594 37%	R\$ 97.808
Estruturas, cabos, conexão	R\$ 195.000	0%	18%	10%	1,65%	7,65%	0%	R\$ 60.937 31%	R\$ 134.063
Projeto, registro, instalação *	R\$ 78.000	0%	0%	0%	1,65%	7,65%	5%	R\$ 14.235 18%	R\$ 63.765
	<b>R\$ 836.203</b>							<b>R\$ 205.567</b>	<b>R\$ 630.636</b>
								→ 25%	75%
Preço sistema R\$/ Wp	R\$ 8,36							R\$ 2,06	R\$ 6,31

**Fig. 27. Preço unitário de sistemas completos (exceto montagem)**

Fonte: Grupo Setorial Fotovoltaico da Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica - ABINEE

Nessas condições, e considerando ainda a taxa de câmbio de US\$1.00 = R\$1,75, estabeleceu-se o quadro referencial dos custos de investimento em sistemas de geração fotovoltaica no Brasil utilizado nesta análise, conforme apresentado na Tabela 5.

**Tabela 5. Custo de investimento em sistemas fotovoltaicos – referência no Brasil (R\$/kW<sub>p</sub>) (1)**

Potência	Painéis (2)	Inversores	Instalação & Montagem	TOTAL
Residencial (4-6kW <sub>p</sub> )	4,88	1,25	1,53	7,66
Residencial (8-10kW <sub>p</sub> )	4,42	1,09	1,38	6,89
Comercial (100kW <sub>p</sub> )	3,81	0,92	1,18	5,91
Industrial (≥1.000kW <sub>p</sub> )	3,50	0,66	1,04	5,20

Notas: (1) calculado a partir de referências internacionais (US\$1.00 = R\$1,75) da Tabela 4, com acréscimo de 25% de tributos nacionais.

(2) painéis fixos, que não acompanham o movimento do Sol

Convém ressaltar que os preços baixos atualmente oferecidos nos Estados Unidos e na Europa refletem a situação de um mercado amplo, competitivo, e com sobreoferta decorrente da recente crise internacional. Neste caso, os preços internacionais verificados podem não refletir uma realidade de custos; ainda, não se deve excluir a possibilidade de “dumping” decorrente da persistente sobreoferta de módulos. É uma situação fundamentalmente diferente da realidade brasileira, em que a demanda

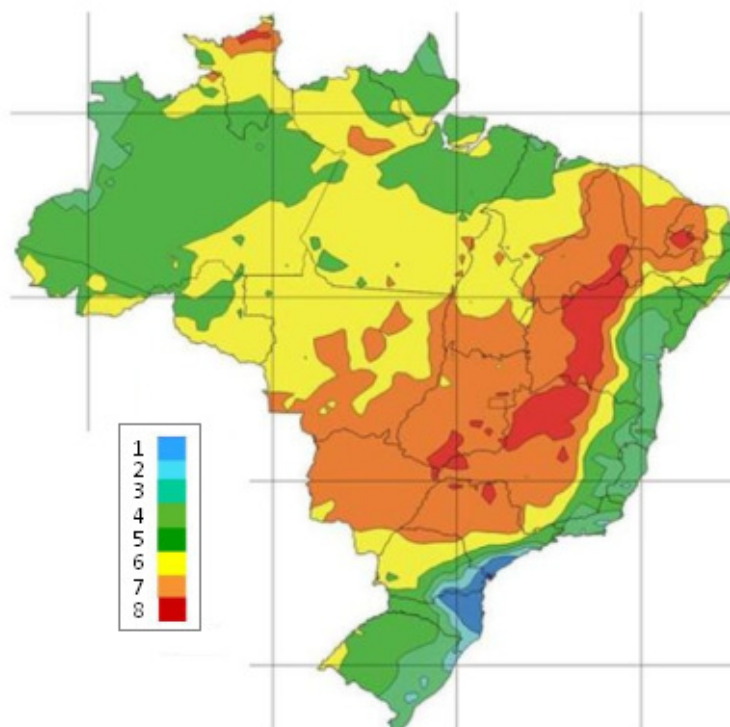
pela energia fotovoltaica é incipiente. Isso poderia sugerir que o índice de internalização dos custos de investimento no Brasil fosse maior do que os 25% considerados. Deve-se ter em conta, por outro lado, o potencial de crescimento do mercado nacional, que tenderia a reduzir o referido efeito da escala dos mercados e a tendência robusta de redução dos custos dos painéis (e consequentemente do custo de investimento) que pode compensar um custo de internalização eventualmente subavaliado. Para efeito dos cálculos feitos e apresentados a seguir, os valores considerados não contemplam esta possibilidade.

### 5.3 Energia produzida: produtividade

A produtividade, expressa em  $Wh/W_p/ano$ , resulta em um fator de capacidade que é parâmetro básico para análise da competitividade da geração solar fotovoltaica. Depende do índice de irradiação solar, o que significa que é diferente para as diversas regiões do país.

Para efeito dos cálculos desenvolvidos nesta nota técnica utilizou-se como referência o mapa de irradiação global para o plano inclinado mostrado na Figura 28, elaborado a partir do Atlas Brasileiro de Energia Solar (2006) e no qual são identificados por cores oito diferentes níveis de irradiação.

A produtividade da geração solar fotovoltaica em cada nível foi calculada por meio do modelo computacional PVWATTS, do *National Renewable Energy Laboratory* – NREL, entidade subordinada ao Departamento de Energia dos Estados Unidos (US DoE), como média da produtividade em cidades situadas em cada nível de irradiação. Cabe destacar que as faixas de irradiação solar apresentadas nessa figura resultam da composição de valores heterogêneos desse parâmetro, dentro das faixas (amplas) de território apresentado. Dito de outra forma: dentro de cada área existirão localidades com valores maiores e menores que a média apresentada para uma dada região do país. Assim, os resultados quantitativos mostrados nesta nota técnica para a geração distribuída podem ser aceitos como média, mas necessariamente não são aplicáveis a locais específicos e a situações particulares.



**Fig. 28. Irradiação solar do Brasil para o plano inclinado**

Fonte: Adaptado do Atlas Brasileiro de Energia Solar – 2006

De acordo com o mapa considerado, as áreas de maior irradiação solar são as áreas 5 a 8, nas quais a produtividade média varia entre 1.260 e 1.420Wh/W<sub>p</sub>/ano, o que significa um fator de capacidade médio entre 14,4 e 16,2%, conforme indicado na Tabela 6.

**Tabela 6. Produtividade média específica da geração fotovoltaica em áreas selecionadas do território brasileiro**

Área	Produtividade média (Wh/W <sub>p</sub> /ano)	Fator de capacidade médio (1)
# 5	1.260	14,4%
# 6	1.320	15,1%
# 7	1.370	15,6%
# 8	1.420	16,2%

(1) Tomando como referência 8.760 horas por ano

No cálculo dos valores de fator de capacidade acima foi considerado uma *Performance Ratio* (PR) igual a 75%<sup>20</sup> e admitiu-se inclinação (posição angular dos painéis em relação à trajetória do Sol ao longo do ano) fixa e igual à latitude do local, o que corresponde à posição de máxima produção de energia ao longo do tempo para o painel fixo.

Para as estimativas desta nota técnica, considerou-se para projetos de geração distribuída de pequeno e médio portes, com dimensão compatível com a instalação em telhados, a produtividade associada à área 6, ou seja, 1.320Wh/W<sub>p</sub>/ano (fator de capacidade de 15,1%).

Para instalações centralizadas de maior porte, instaladas no solo, para as quais é possível selecionar locais mais favoráveis de irradiação solar, adotou-se um valor superior de produtividade média, correspondente a um fator de capacidade de 18,0%, conforme tratado no item 5.5.

## 5.4 Análise da competitividade da geração distribuída

A competitividade da geração fotovoltaica distribuída foi analisada com base na estimativa do custo equivalente ou nivelado da geração, expresso em R\$/MWh, o qual foi comparado com os valores da tarifa paga pelo consumidor à concessionária.

No caso das aplicações residenciais e comerciais, tipicamente referidas à baixa tensão e fisicamente distribuídas na rede, o custo nivelado corresponde, em princípio, ao valor mínimo da tarifa de fornecimento de energia que o consumidor deve “enxergar” para considerar viável, em termos econômicos, seu investimento na geração fotovoltaica. Entende-se por tarifa, nesses casos, o valor final pago pelo consumidor, isto é, incluídos os impostos que incidem sobre a tarifa básica homologada pela ANEEL.

<sup>20</sup> Engloba perdas ôhmicas nos inversores, tipicamente entre 4,0% e 6%, circuitos elétricos e diodos de bloqueio, de 2% a 5%, perdas nos painéis por sujeira e poluição, de 2% a 4%, indisponibilidade e “mismatch”, entre 1 e 3%, e perdas por sombreamento.

Conforme metodologia sugerida pela EPIA<sup>21</sup>, para a determinação do custo nivelado foram calculados os fluxos de entrada e saída de caixa correspondentes às receitas e despesas de investimento e operacionais durante a vida útil da instalação. Nesse cálculo, as receitas foram computadas valorando a energia produzida pelo custo nivelado de geração. Tal custo corresponde ao valor que torna nulo o valor presente do fluxo de caixa líquido.

### Principais parâmetros

Foram considerados os seguintes principais parâmetros de cálculo:

Parâmetros econômicos:

- Taxa de desconto: 6% ao ano (taxa real, isto é, descontada a inflação; para uma inflação anual de 4,5%, por exemplo, a taxa nominal de desconto seria de 10,8% ao ano)
- Vida útil das instalações : 20 anos (exceto inversores: 10 anos)

Despesas operacionais:

- Custo anual de operação e manutenção: 1% do custo de investimento

Parâmetros técnicos:

- Prazo de maturação do investimento (construção): 3 meses
- Perda de eficiência dos painéis: 0,65% ao ano, com correspondente decréscimo da energia produzida
- Fator de capacidade: 15,1%

### Resultados

Salienta-se que os resultados inicialmente apurados, a seguir apresentados, refletem um cálculo sob o ponto de vista estritamente econômico, isto é, não estão considerados efeitos de alavancagem resultante de financiamentos ou de quaisquer outras medidas de incentivo, de natureza fiscal ou tributária, que eventualmente possam ser estabelecidas e que, por certo, afetariam o fluxo de caixa. Esses aspectos são considerados mais adiante neste documento.

Nestas condições, os resultados iniciais foram os seguintes:

**Tabela 7. Competitividade da geração fotovoltaica – custo nivelado da geração (R\$/kWh)**

Aplicação	Potência (kW <sub>p</sub> )	Investimento inicial (R\$ mil)	Custo nivelado de geração (R\$/MWh)
Residencial	5	38	602
	10	69	541
Comercial	100	591	463
Industrial	1.000	5.185	402

Fonte: Elaboração própria.

<sup>21</sup> “Solar Photovoltaics Competing in the Energy Sector - On the Road to Competitiveness”, EPIA, setembro de 2011.

## Tarifas das concessionárias

Conforme assinalado, para efeito de avaliar a competitividade da geração fotovoltaica, o custo nivelado dessa geração deve ser comparado com a tarifa final paga pelo consumidor, isto é, a tarifa em que estão incluídos, a partir de determinação legal, os pagamentos compulsórios devidos ao poder público.

No fornecimento de energia elétrica estão inclusos na tarifa tributos federais (PIS/COFINS) e estadual (ICMS). Além desses tributos, a conta de energia elétrica é utilizada, em alguns casos, para arrecadação da contribuição de iluminação pública (quando prevista em lei) para as prefeituras que efetuam essa cobrança e mantém convênio com a concessionária de distribuição. Em geral essa contribuição é função do consumo do consumidor, o que poderia influir na sua percepção quanto à competitividade da geração fotovoltaica, sobretudo se for considerada uma operação do tipo *net metering* entre consumidor e concessionária. Contudo, por simplificação, esse aspecto foi desconsiderado na presente análise.

A alíquota média dos tributos federais incidentes no fornecimento de energia elétrica (PIS/COFINS) está entre 5 e 7%, sendo que o valor efetivamente pago possa apresentar variação mensal, de acordo com a apuração<sup>22</sup>. Tomou-se como referência o valor é de 6%. Já a alíquota do tributo estadual (ICMS) é, em geral, função do consumo. Na faixa de consumo em que se admite haver maior suscetibilidade e disposição a investir na geração fotovoltaica, consumo mensal igual ou superior a 500 kWh, a alíquota varia majoritariamente entre 25 e 30%, conforme o estado.

Para o setor residencial, a partir de dados de alíquotas extraídos do sítio da ABRADÉE<sup>23</sup> ponderadas pelo consumo de energia elétrica, apurado pela EPE, chegou-se a uma alíquota média de ICMS da ordem de 25%. Para os setores comercial e industrial considerou-se uma alíquota média de ICMS igual a 21%.

A tabela a seguir sintetiza os valores médios regionais das tarifas obtidos, incluindo PIS/COFINS e ICMS, possibilitando uma visão geral dos níveis tarifários nos setores residencial, comercial e industrial.

**Tabela 8. Tarifas homologada na ANEEL – Valores médios regionais em 2011(R\$/MWh)**

Setor	Mínimo	Máximo	Média
Residencial	444	464	457
Comercial	387	443	406
Industrial	318	432	336

*Nota:* Valores extraídos de ANEEL (médias por região; menor e maior valor regional), incluindo PIS COFINS=6% e ICMS= 25% para o setor residencial e 21% para os setores comercial e industrial.

*Fonte:* Elaboração própria a partir de ANEEL.Consulta em 07/05/2012

Ressalta-se que, por se tratar de valores médios, a utilização dos valores acima para a avaliação da competitividade da fonte fotovoltaica, por comparação com os valores de custo nivelado de geração anteriormente referido, nem sempre é aplicável. No caso do setor residencial, por exemplo, foram também considerados os valores individualizados das diversas concessionárias, conforme segue.

## Aplicação residencial

A análise das tarifas das distribuidoras consideradas individualmente (valores médios do setor residencial, incluindo tributos, para faixa de consumo de 500 kWh/mês), conforme apurado no site da ANEEL<sup>24</sup>, mostra que a tarifa final das 63 concessionárias de distribuição podem variar entre

<sup>22</sup> A alíquota nominal no sistema atual (não cumulativo) é de 1,65% para o PIS e 7,6% para o COFINS. O valor devido desses tributos é apurado pela diferença entre a aplicação dessas alíquotas sobre o faturamento bruto e a aplicação sobre os custos e despesas. O valor efetivamente pago varia, portanto, de empresa para empresa.

<sup>23</sup> [http://www.abradee01.org/download/aliquota/ICMS\\_Aliquotas\\_Estados\\_Jan-2008.xls](http://www.abradee01.org/download/aliquota/ICMS_Aliquotas_Estados_Jan-2008.xls), consulta em 05/04/2012.

<sup>24</sup> <http://www.aneel.gov.br>, consulta em 23/02/2012.

R\$240/MWh e R\$709/MWh. No início de 2011, 10 concessionárias tinham tarifas homologadas superiores ao custo nivelado de geração calculado para aplicações de 5kW<sub>p</sub> (R\$603/MWh), entre elas Energisa Minas Gerais (Minas Gerais), Cemar (Maranhão), Cepisa (Piauí), Ampla (Rio de Janeiro) e Cemig (Minas Gerais). Acima do custo nivelado de geração calculado para aplicações de 10kW<sub>p</sub> (R\$541/MWh) somam-se a essas mais 18 concessionárias (totalizando 28 empresas), destacando-se Coelba (Bahia) e Coelce (Ceará). Muito próximo deste valor estão as tarifas residenciais homologadas para a Elektro (São Paulo), Light (Rio de Janeiro) e Celpa (Pará).

**Esta avaliação indica que se, por um lado, não se pode afirmar que a geração fotovoltaica é competitiva em qualquer condição para a aplicação residencial, por outro, percebe-se que já existem situações objetivas em que esta competitividade se apresenta de forma clara.** Além disso, deve-se considerar que os cálculos aqui apresentados se referem a situações típicas no que tange à produção de energia (fator de capacidade). Isto quer dizer que é possível encontrar arranjos melhores, ou seja, sítios mais favoráveis, em que a produtividade pode ser superior àquela aqui considerada. Por fim, conforme já citado, ressalta-se que os resultados até aqui apresentados se referem a uma avaliação estritamente econômica, ou seja, será possível também encontrar arranjos financeiros (condições de financiamento) e tributários (incentivos fiscais) que poderiam ampliar a faixa de competitividade da geração fotovoltaica na aplicação residencial. Este aspecto é comentado no item 6.2.

### **Aplicação comercial**

A análise da competitividade da geração fotovoltaica na aplicação comercial acompanha o desenvolvimento feito para o caso anterior. Deve-se considerar, contudo, que a tarifa comercial é, em geral, nominalmente mais baixa. De acordo com a ANEEL<sup>25</sup>, a tarifa média comercial correspondia a 89% da tarifa média residencial em 2011. Por outro lado, o custo médio da geração fotovoltaica estimado nesta nota técnica é, na aplicação comercial, 86% do custo calculado para a aplicação residencial. **Ou seja, se por um lado, a tarifa de fornecimento comercial é, em geral, mais baixa do que a residencial, o custo médio da geração fotovoltaica na aplicação comercial tende a ser relativamente mais reduzido, o que significa que permanecem válidas para esse caso as conclusões indicadas no caso da aplicação residencial quanto à competitividade da fonte fotovoltaica distribuída.**

### **Aplicação industrial**

No caso industrial, algumas considerações merecem ser feitas. De um lado, o maior porte das instalações de geração fotovoltaica industrial tende a acarretar valores relativamente menores do custo nivelado de geração quando comparados com os casos residencial e comercial. Por outro, há, grande diversidade de situações tarifárias na indústria e, por consequência, não é possível se antecipar conclusões com base na simples comparação de valores médios. Com efeito, a tarifa horossazonal que se aplica a esses consumidores e a significativa diferenciação das tarifas nominais em cada classe de tensão permite grande número de situações que podem influir decisivamente na análise da competitividade da geração fotovoltaica. Tal análise não foi efetuada no âmbito deste documento.

Ressalta-se ainda que, no caso da autoprodução industrial, há que se analisar a possibilidade de arranjos envolvendo plantas fotovoltaicas de maior porte instaladas no solo, em locais afastados do ponto de consumo, porém pré-selecionados com condições mais favoráveis de irradiação solar, tendo-se, em decorrência, maior fator de capacidade e um menor custo nivelado de geração e, portanto, com maior competitividade face à tarifa de consumo.

## **5.5 Análise da competitividade da geração centralizada**

<sup>25</sup> <http://www.aneel.gov.br>, consulta em 23/02/2012

A análise da competitividade da geração fotovoltaica de maior porte, instalada no solo, foi efetuada com base na estimativa do preço de referência para este tipo de planta, considerando uma metodologia de cálculo similar à adotada para a determinação do preço teto nos leilões de energia.

O custo de investimento para este tipo de fonte, com potência maior ou igual a 1,0 MW, pode ficar na faixa de 4.000 – 6.000 R\$/kW<sub>p</sub> instalado<sup>26</sup>. Essa faixa corresponde a valores internacionais referentes a 2010 e 2011, sendo a composição do custo estimada em cerca de 55% para os módulos, 10% para os inversores e 35% para os demais componentes.

Foi efetuado o cálculo do preço de referência para um caso inicial, considerando a perspectiva de continuada queda de preços no futuro próximo (2012/2014), com valor fixado em 5.200 R\$/kW<sub>p</sub>. Nesse caso inicial, adotou-se um valor de fator de capacidade igual a 18% (média de localidades favoráveis nas diferentes regiões) e demais parâmetros similares aos que têm sido adotados nos leilões de energia. A Tabela 11 sintetiza os principais parâmetros utilizados.

**Tabela 11. Parâmetros para Geração Centralizada**

Parâmetros principais	Unidade	Valor
<b>Potência e energia</b>		
Potência Instalada	MW	30
Fator de capacidade (FC)	%	18,0
Degradação da produção de energia	% anual	0,65
Investimento total	R\$/kW <sub>p</sub>	5.200
<b>Despesas operacionais</b>		
O&M	% Inv./ano	1,0
TUSD (desconto) <sup>(1)</sup>	%	80% (10 primeiros anos)/50% (após)
<b>Parâmetros financeiros</b>		
Prazo Contratual	anos	20
Vida Útil do Projeto	anos	20
Seguro Operacional	% Invest.ano	0,3
Custo de Capital Próprio	% a.a., real	10,0
Depreciação média dos componentes <sup>(2)</sup>	anos	20
Financiamento, parcela do investimento total <sup>(3)</sup>	%	69
Taxa de juros	% aa, real	4,5
Amortização	anos	16
Sistema de Amortização	-	SAC
<b>Tributos / Encargos</b>		
PIS + COFINS	%	3,65

<sup>26</sup> “Statistic data on the German”, German Solar Industry Association – BSW Solar, Outubro/2011; “Achieving Low-Cost Solar PV” Rocky Mountain Institute – RMI, Setembro/2010; “Solar Spot Price Index”, Bloomberg, dezembro/2011.

<sup>26</sup> Grupo Setorial Fotovoltaico da ABINEE. Adicionados Imposto de Importação, ICMS, IPI, PIS, COFINS, aplicando-se as correspondentes alíquotas para o módulo, inversor, estruturas, cabos e demais componentes, totalizando cerca de 33% do custo original.

<sup>26</sup> “Technology Roadmap”, International Energy Agency – IEA, 2010; Bloomberg, 2011

TFSEE - Taxa de Fisc. ANEEL	R\$/kW.ano	2,092
Imposto de Renda	%	25,0
Contribuição Social	%	9,0
Regime de tributação	Lucro Presumido	

*Notas:*

(1) Ref.: Resolução Normativa da ANEEL nº 481, de 17/04/2012.

(2) Para os inversores, o custo anualizado de O&M incorpora sua substituição após 10 anos de operação.

(3) Valor financiado compatível com Índice de Cobertura da Dívida mínimo = 1.3.

## Resultados

Sob tais condições, o preço estimado para energia solar fotovoltaica centralizada resulta da ordem de 400 R\$/MWh. Ainda que seja considerada uma redução nos custos de investimento (devido à queda competitiva dos preços e/ou a incentivos de diferentes naturezas), para valores da ordem de 4.000 R\$/kW<sub>p</sub>, mantidos os demais parâmetros de cálculo, os preços permanecem em níveis da ordem de 300 R\$/MWh.

Tais valores são significativamente altos em relação aos verificados nos últimos leilões de energia nova para o Ambiente de Contratação Regulado – ACR (na faixa aproximada de R\$95 e R\$110 por MWh), ou mesmo em relação ao Valor-Referência – VR para contratação pelas distribuidoras (da ordem de R\$ 151/MWh em 2011). Evidencia-se, assim, a dificuldade para que esta fonte se torne competitiva no curto prazo. Ou seja, **a viabilização da geração fotovoltaica centralizada, de maior porte, e oferecida à rede pressupõe condições e objetivos estratégicos específicos que devem ser objeto de avaliação.** Alguns desses aspectos são adiante tratados neste documento.



## 6. Incentivos à Geração Fotovoltaica

As conclusões a que se chegou na avaliação desenvolvida na seção precedente apontam para um quadro em que se não se pode ainda afirmar que a geração fotovoltaica distribuída é competitiva de forma geral e ampla, pode-se perceber uma tendência robusta nessa direção. Em adição, pode-se perceber também que essa tendência pode ser fortalecida no sentido de ampliar o alcance da penetração da geração fotovoltaica distribuída já a curto e médio prazo. Para tanto, seria recomendável adotar medidas de incentivo, que comporiam uma política orientada para impulsionar essa forma de energia alternativa. Nesta seção, serão discutidas algumas medidas possíveis e avaliados seus impactos potenciais em termos da melhoria da atratividade do investimento.

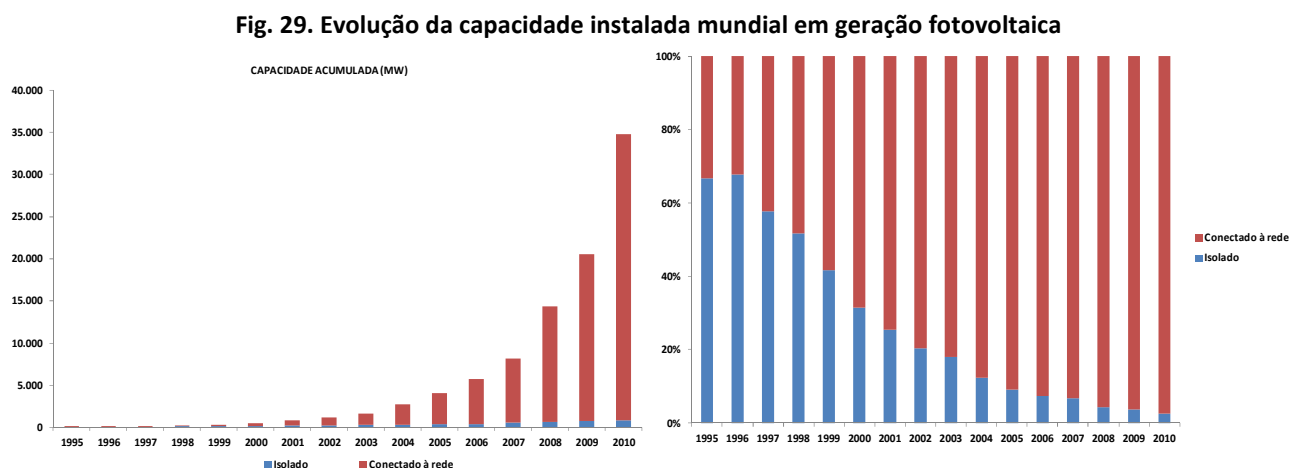
Por outro lado, a geração centralizada, de maior porte, claramente não se mostra competitiva no presente momento em relação às outras formas de geração que têm sido contratadas nos leilões de energia nova. Neste sentido, políticas capazes de estimular esta forma de geração também podem ser desenvolvidas, como por exemplo, o desenvolvimento de leilões específicos para a fonte, como ocorreram em alguns países.

Antes, porém, é feita uma resenha da experiência internacional com incentivos à geração fotovoltaica, da qual se podem apreender lições aplicáveis ao caso brasileiro, ainda que nem sempre a transposição de medidas adotadas em outros países e regiões à realidade brasileira possa ser feita de forma direta.

### 6.1 Experiência internacional

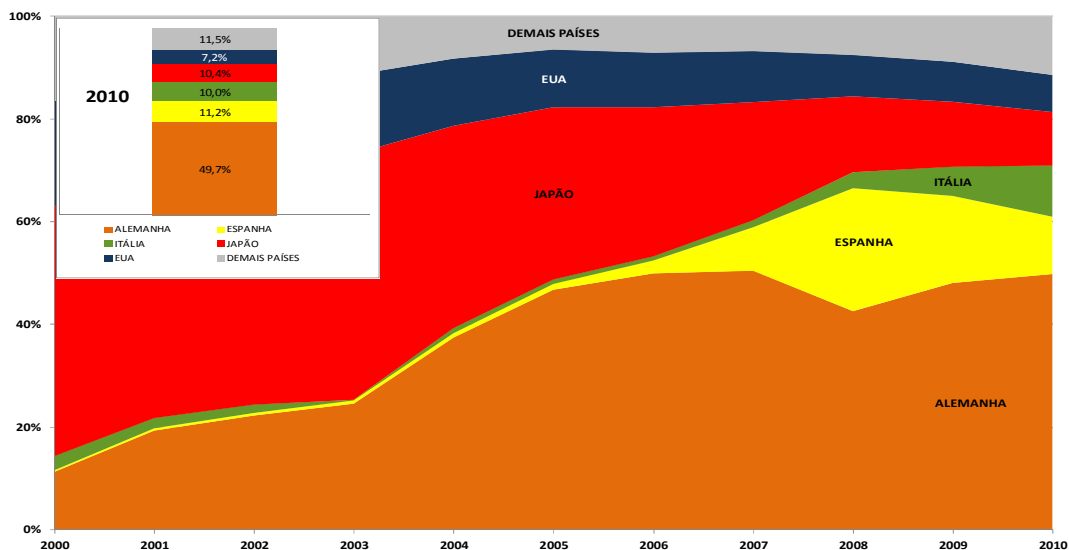
#### Evolução recente da capacidade instalada em geração fotovoltaica

Segundo a Agência Internacional de Energia (IEA, 2011), a capacidade instalada acumulada mundial em geração fotovoltaica em 2010, era quase 35 mil MW, predominantemente composta por sistemas conectados à rede (Figura 29).



Fonte: Elaborado a partir de IEA (2011)

Um aspecto interessante a destacar é que cerca de 90% da capacidade instalada em geração solar fotovoltaica se concentrava, então, em apenas cinco países (Figura 30): Alemanha (50%), Itália (11%), Japão (10%), Espanha (10%) e Estados Unidos (7%). Contudo, há apenas 10 anos, somente três países, Estados Unidos, Japão e Alemanha, exibiam participação individual relevante na instalação destes sistemas. A partir de 2003 é que se observa maior penetração desta tecnologia em outros mercados, como Itália e Espanha, que ganham participação no *market share* mundial.



**Fig. 30. Evolução da participação dos países em capacidade instalada de geração fotovoltaica.**

Fonte: Elaborado a partir de IEA (2011)

Outro aspecto é que em nenhum país, no continente europeu, a energia elétrica gerada a partir de sistemas fotovoltaicos atingiu paridade com as tarifas praticadas pelas concessionárias. Em 2011, ano em que, em relação ao passado, a comparação é o mais favorável à fonte solar, o custo médio da geração fotovoltaica residencial foi estimado em €203 por MWh enquanto a tarifa residencial média, para consumo na faixa entre 600 e 650 kWh por mês, estava entre €90,9 por MWh (Bulgária) e 256,8 por MWh (Itália), com média avaliada entre €160 e €165 por MWh, ou seja, cerca de 20% menor do que o custo de geração solar. Como se observa na Tabela 12, Alemanha e Itália figuram entre os países em que a tarifa de fornecimento é mais alta. Não por acaso, foi nestes países onde mais se desenvolveu a geração fotovoltaica distribuída.

**Tabela 12. Tarifa média de fornecimento a residência em países selecionados**

Consumo de 625kWh por mês

País	€/MWh	País	€/MWh	País	€/MWh
Bulgária	90,90	Reino Unido	143,20	Espanha	183,90
Estônia	106,10	Polônia	145,80	Irlanda	184,00
Romênia	111,90	Grécia	152,70	Áustria	188,80
Letônia	112,60	Eslováquia	157,50	Bélgica	191,10
Rep. Tcheca	121,20	Hungria	163,20	Chipre	202,90
França	125,40	Portugal	165,00	Holanda	233,60
Lituânia	126,80	Suécia	170,70	Alemanha	251,10
Finlândia	131,30	Luxemburgo	179,60	Dinamarca	255,30
Eslovênia	142,20	Malta	180,30	Itália	256,80

Mês de referência: junho de 2011

Fonte: Europe's Energy Portal, em [www.energy.eu](http://www.energy.eu)

Considerando, contudo, a tendência de evolução dos custos e dos preços dos módulos solares e das tarifas de eletricidade em alguns mercados, estima-se que a paridade tarifária no setor residencial europeu possa ser atingida já na segunda metade desta década na Itália, na França, na Alemanha, na Espanha e no Reino Unido. Também no caso do setor industrial (cargas acima de 500kWh por mês), a paridade tarifária é estimada no mesmo período, podendo variar um pouco de país para país.

Cabe destacar que a acelerada difusão da geração solar em alguns países europeus situa-se em um contexto de presença de incentivos financeiros e regulatórios que se justificam, entre outros motivos, pelas metas estabelecidas de redução de emissões de gases de efeito estufa e também pelo interesse estratégico de redução da dependência energética externa de energia. Ademais, no caso específico da geração fotovoltaica, pode-se citar a atratividade adicional associada ao uso intensivo de mão de obra qualificada na etapa final de engenharia e montagem do conjunto gerador. Como já citado, essa etapa agrega cerca de 50% do valor total da instalação.

## Mecanismos de incentivo à energia solar

A literatura reconhece como principais mecanismos de incentivo ao aproveitamento energético de fontes renováveis o **sistema de cotas** (*renewable certificates* e leilões de compra), pelo qual as distribuidoras de energia elétrica são obrigadas a atender parte de seu mercado com fontes renováveis, e o **sistema de preços** (*feed-in tariff*), pelo qual a geração por fontes renováveis é adquirida a preços diferenciados. No sistema de preços, tal como praticado em países europeus, toda a energia produzida pela fonte incentivada é medida e remunerada a preços diferenciados. Em outras regiões, como proposto recentemente na Califórnia, apenas a parcela da energia exportada para a concessionária é medida e remunerada (*net metering* e *net billing*).

Contudo, os mecanismos utilizados para incentivar a geração solar fotovoltaica não se resumem a esses dois sistemas. Na verdade, o panorama de incentivos é muito amplo e criativo, compreendendo uma combinação de diversos mecanismos, os quais são resumidos na Tabela 13.

A experiência e a prática de incentivo nos países com maior expressividade na instalação de sistemas de geração elétrica fotovoltaica são as seguintes:

**Alemanha.** O incentivo à expansão deste mercado encontra suporte no âmbito do “*Renewable Energy Sources Act*” (EEG), que determinou procedimentos de acesso de empreendimentos de geração renovável à rede, bem como assegurando tarifas-prêmio favoráveis ao investimento pelos consumidores nessas instalações. Mas o sistema de incentivos também estipulou redução gradativa dessas tarifas conforme o atingimento de determinado nível de expansão anual de instalação de sistemas fotovoltaicos. Adicionalmente ao incentivo provido pelo EEG, governos locais também oferecem benefícios adicionais por meio de incentivos fiscais para investimentos pelo consumidor final. O financiamento desses investimentos, por sua vez, contam com o apoio do banco estatal *KfW-Bankengruppe*.

**Itália.** O “*Conto Energia Programme*” aporta recursos para financiar o mecanismo de tarifas-prêmio associado à redução gradativa dessas tarifas conforme o desenvolvimento do mercado.

**Japão.** Os incentivos iniciaram-se em 2009, por meio de um programa pelo qual a rede (concessionária) adquire os excedentes de eletricidade produzidos pelo consumidor final pagando duas vezes o valor da tarifa aplicada a esse consumidor, no caso de sistemas menores do que 10kW. Atualmente, o governo japonês estuda a possibilidade de introduzir o mecanismo de tarifa-prêmio como forma de reforçar o incentivo à expansão da tecnologia solar fotovoltaica conectada à rede. Adicionalmente, governos locais também incentivam a instalação destes sistemas por meio da concessão de subsídios.

Tabela 13. Descrição dos principais mecanismos utilizados para incentivar a geração fotovoltaica

Mecanismo	Breve descrição
Tarifa-prêmio	Aquisição, pela distribuidora, da energia a uma tarifa superior àquela paga pelo consumidor. Subsídio dado pelo governo e repassado aos demais consumidores.
Cotas (ROC, RPO, REC, RPS e leilões)	Instrumento de aquisição obrigatória de determinado patamar de geração elétrica a partir de fontes renováveis.
Subsídio ao investimento inicial	Subsídio direto, seja sobre equipamentos específicos, seja sobre o investimento total no sistema fotovoltaico.
Dedução no imposto de renda	Dedução no imposto de renda de parte ou todo investimento realizado em sistemas fotovoltaicos.
Incentivo à aquisição de eletricidade “verde” oriunda de sistemas fotovoltaicos	Confere ao consumidor final o direito de escolha quanto à aquisição de eletricidade proveniente de geração fotovoltaica, mediante o pagamento de uma tarifa maior.
Obrigatoriedade de aquisição de FV no portfólio obrigatório de renováveis	Instrumento de aquisição obrigatória de determinado patamar de geração elétrica proveniente de geração fotovoltaica.
Fundos de investimentos para FV	Oferta de ações em fundos privados de investimentos
Ações voluntárias de bancos comerciais	Concessão preferencial de hipotecas para construções que possuam sistemas fotovoltaicos e empréstimos para instalações destes sistemas.
Ações voluntárias de distribuidoras	Mecanismos de suporte à aquisição de energia renovável pelos consumidores, instalação de plantas centralizadas de FV, financiamento de investimentos e modelos de aquisição de eletricidade derivada de FV.
Padrões em edificações sustentáveis	Estabelecimento de padrões mínimos de desempenho para edificações (existentes e novas), cujo contexto favorece, entre outras, a adoção de sistemas fotovoltaicos.

Fonte: IEA (2011)

**Estados Unidos.** Os incentivos incluem crédito via redução do imposto de renda (30% do custo da instalação), além de esquemas de depreciação acelerada. Essa depreciação aplica-se somente a empreendimentos instalados no setor comercial. O apoio ao financiamento é estabelecido através do “*American Reinvestment and Recovery Act*”. Entre outros mecanismos utilizados se incluem ainda: regras favorecidas de interconexão e *net metering*; aceitação de modelos de financiamento por terceiros; incentivos baseados em desempenho. Além disso, cada estado tem sua própria política de fomento, sendo o *net metering*, limitado a uma potência máxima, adotado em 43 dos 50 estados. A Califórnia se destaca por adotar um sistema de cotas para as distribuidoras (“*Renewables Portfolio Standard*”), o qual determina os percentuais de energias renováveis que devem ser observados no estado: 20% em 2013 e 25% em 2016. Para o atendimento dessas metas foram criadas políticas diferenciadas para pequenos e grandes geradores: as contratações de geradores de grande porte são feitas por meio de leilões competitivos, o chamado “*Renewable Auction Mechanism*” (RAM). No estado da Califórnia está em fase de regulamentação uma tarifa *feed-in* para pequenos geradores distribuídos até 3MW<sub>p</sub><sup>27</sup>.

<sup>27</sup> CPUC . Feed-In Tariffs Available for the Purchase of Eligible Small Renewable Generation. Disponível em: <http://www.cpuc.ca.gov/PUC/energy/Renewables/hot/feedintariffs.htm>

**Espanha.** País que registrou, em anos recentes, as maiores taxas de expansão da geração solar, alterou recentemente, talvez em razão da crise econômica a qual atravessa, o regime de tarifas-prêmio (*Royal Decree n. 1.565/2010* e *Royal Decree Law n. 14/2010*), estabelecendo tanto os percentuais de redução progressiva dos valores de tarifa-prêmio em instalações realizadas após 2008, por tipo, quanto o prazo de validade do incentivo para instalações realizadas antes de 2008. Também no ano de 2010, o governo espanhol lançou o plano nacional para energias renováveis 2011-2020 (PANER) que estabelece que cerca de 3,6% da demanda total de eletricidade na Espanha em 2020 deverá ser atendida por geração solar fotovoltaica.

**França.** O incentivo à expansão dos sistemas de geração solar baseia-se na combinação de mecanismos como tarifas-prêmio e renúncia de imposto de renda de 25% do total de investimento em sistemas fotovoltaicos, limitado a um teto de até €8.000 por contribuinte (€16.000 por casal). Em razão da crise econômica, essa política de incentivos encontra-se em processo de revisão, com recomendações de redução progressiva dos patamares de tarifa-prêmio bem como dos incentivos diretos ao consumidor final.

Uma visão geral dos principais mecanismos de incentivo à geração solar fotovoltaica adotados nos países com maior participação na capacidade instalada mundial é apresentada na Tabela 14.

**Tabela 14. Mecanismos de incentivo à geração solar adotados em países selecionados**

Mecanismo	Alemanha	Itália	França	EUA	Japão	Espanha
Tarifa-prêmio (" <i>feed-in tariff</i> ")	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Subsídio ao investimento inicial		✓	✓	✓	✓	
Incentivo à aquisição da energia produzida				✓		
Dedução no imposto de renda			✓	✓		
Obrigação de aquisição da energia pela concessionária				✓	✓	✓
Fundos de investimentos para FV	✓			✓		✓
<i>Net metering/Net billing</i>				✓		
Ações voluntárias de bancos comerciais	✓	✓		✓	✓	
Ações voluntárias de distribuidoras	✓			✓	✓	✓
Padrões em edificações sustentáveis	✓					✓

Fonte: IEA (2011)

## Lições dos incentivos

Uma importante lição que justifica o relativo sucesso do *feed-in* nestes países se deve fundamentalmente à atratividade deste instrumento segundo a ótica dos investidores. Constata-se, por outro lado, que diante da situação menos favorável da economia recentemente vivida, tem havido necessidade de os países introduzirem revisão nos mecanismos de atratividade, o que reduzirá o ritmo de acréscimo de novas instalações. O sistema *feed-in* virou um negócio terceirizado por instituições especializadas no negócio financeiro, ou um negócio para terceira idade em países de alta renda. Vejamos a lógica como se desenrola. A maximização do lucro pelos investidores obedece à lógica do risco-retorno. Quanto menor o risco e maior o retorno maior a atratividade de determinado investimento. Nestes países, em geral, o negócio *feed-in* solar tornou-se uma oportunidade de baixo risco e alto retorno. Como as tarifas prêmio e sua receita equivalente são asseguradas pelo governo/distribuidora, o investidor precifica o *risco governo / distribuidora* ao analisar a oportunidade de investimento. Portanto, ele não precifica o risco individual da residência, do comércio ou da

indústria, onde as instalações serão colocadas. Funciona como um papel financeiro de renda fixa (*bond*) atrelado ao *risco governo / distribuidora*. Ao custo oportunidade associado ao (baixo) rendimento (relativo) dos títulos do mercado financeiro, o negócio *feed-in* solar se tornou mais atrativo pela ótica risco-retorno. A mesma lógica vale para o rendimento das aposentadorias da terceira idade destes países de alto poder aquisitivo. Como lição para o Brasil há de se atentar para o adequado dimensionamento da relação risco-retorno no ato do estabelecimento dos mecanismos de fomento.

O sistema de tarifa-prêmio (*“feed-in tariff”*), adotado em quase todos os países da Europa, em que se observa expressiva instalação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, tem se revelado como o mais eficiente para incentivar o uso desta fonte. A tarifa-prêmio é calculada visando a garantir taxas de retorno atrativas em contratos de até 25 anos de duração. Mesmo reconhecendo o efeito da crise internacional sobre a deterioração orçamentária dos países europeus, o que reduz a capacidade de fomento através de subsídios e, também a sua contribuição sobre a redução de custos da geração fotovoltaica, a tarifa-prêmio tem sido reajustada periodicamente para evitar ganhos, aproximando-se cada vez mais da tarifa convencional paga pelo consumidor. No Reino Unido, as tarifas-prêmio para geração solar de potência entre 4 e 50kW<sub>p</sub> foram reduzidas praticamente à metade para instalações feitas a partir de dezembro de 2011, após um aumento surpreendente nos investimentos em GD solar e após o processo de revisão da política de *feed-in*<sup>28</sup>. A Alemanha, cuja política de *feed-in* já incorpora revisões periódicas, também reduziu as tarifas-prêmio ao final de 2011, com os novos valores vigendo a partir de janeiro de 2012. E a Itália divulgou o “Quarto Conto Energia”, onde se destaca o encerramento de todos os incentivos fiscais e financeiros a partir do segundo semestre de 2013, quando estarão em vigor novas tarifas-prêmio para instalações em telhado. Todos esses novos valores são apresentados na Tabela 15. Expressos em R\$ por MWh, esses valores variam entre 232 e 574, no Reino Unido, entre 546 e 605 na Alemanha e entre 414 e 518 na Itália.

**Tabela 15. Tarifas-prêmio no Reino Unido, Alemanha e Itália (2012-2013)**

Reino Unido		Alemanha (*)		Itália	
Potência (kW <sub>p</sub> )	US\$/MWh	Potência (kW <sub>p</sub> )	€/MWh	Potência (kW <sub>p</sub> )	€/MWh
≤ 4	328	≤ 30	244	≤ 3	209
4 - 10	262	30 - 100	232	3 - 20	188
10 - 50	237	100 – 1.000	220	20 - 200	177
250 – 5.000	133			200 - 1.000	167

(\*) Valores para instalações em telhados; para instalações sobre o solo, a tarifa prêmio foi reduzida a €188 por MWh

Para conter as despesas com subsídios, alguns países têm estabelecido limites para o número de novos beneficiários ou ajustado os valores da tarifa-prêmio de acordo com o atingimento de metas de curto prazo. A França estabeleceu novas tarifas trimestrais a partir de julho de 2011, revisadas de acordo com o cumprimento da meta de instalação de 25 MW/trimestre. Instalações de potência superior a 100 kW não são mais elegíveis para tarifa-prêmio.

## Leilões

Alguns países têm incentivado a geração solar de grande porte através de leilões de compra da energia produzida. No Peru, leilões específicos têm sido realizados objetivando a contratação de geração elétrica fotovoltaica por meio de contratos de longo prazo (20 anos). Como resultado desses leilões, foram contratados 173 GWh/ano em 2010 ao preço médio de US\$221 por MWh (R\$387 por MWh). Em

<sup>28</sup> Além da tarifa *“feed-in”* aplicável a toda a energia produzida pelo prazo de 25 anos, os consumidores ingleses ainda recebem um adicional de 85 R\$/MWh exportado para a rede.

2011, a contratação foi de 43 GWh/ano ao preço de US\$ 120 por MWh (R\$210 por MWh), ou seja, 53% do preço observado no ano anterior. As informações sobre as usinas contratadas são mostradas na Tabela 16. O fator de capacidade mais elevado de algumas usinas se atribui principalmente ao uso de “tracking”.

**Tabela 16. Geração solar fotovoltaica contratada no Peru por meio de leilões**

Usina	Tarifa (US\$/MWh)	Potência instalada (MW <sub>p</sub> )	Fator de capacidade (%)	Energia contratada (GWh/ano)	Início de operação
Panamericana Solar	215,0	20	28,9	51	06/2012
Majes Solar	222,5	20	21,5	38	06/2012
Repartición Solar	223,0	20	21,4	37	06/2012
Tacna Solar	225,0	20	26,9	47	06/2012
Moquegua FV	119,9	16	30,7	43	12/2014

Fonte: OSINERGMIN

Por fim, registre-se que, em 2 de dezembro de 2011, no segundo leilão promovido pelo governo da Índia para contratação de geração solar fotovoltaica, 28 projetos, totalizando 350MW, foram contratados pelo prazo de 25 anos ao preço médio de US\$170 por MWh e preço mínimo de US\$ 147 por MWh. Destaque-se a particularidade de ter sido exigido que os projetos usassem painéis de silício fabricados na Índia ou, alternativamente, filme-fino importado. Os preços baixos estão associados à tecnologia do filme fino. (IEA, 2011)

## 6.2 Proposições para o Brasil: viabilizando a Geração Distribuída

Dentre os papéis do Estado está o de formular políticas públicas capazes de incentivar e viabilizar projetos que sejam considerados benéficos à nação. Um exemplo bem sucedido de política pública de incentivo a uma fonte de geração é o recente caso da redução na tarifa praticada nos leilões para geração eólica no Brasil.

Assim, sem dúvida a política pública bem elaborada é um fator indutor de desenvolvimento sustentável, razão pela qual serão feitas proposições capazes de subsidiar a elaboração de uma política pública voltada para o segmento de geração fotovoltaica, simulando impactos da adoção de medidas distintas que impactam de forma direta a atratividade do setor do ponto de vista do investidor.

### 6.2.1 Criando condições práticas para o estabelecimento de mercado

Como já mencionado, no país, até recentemente, a geração solar conectada à rede elétrica de distribuição não possuía o adequado respaldo regulatório. De fato, o modelo de contratação de energia pelas concessionárias distribuidoras, com referência no Decreto nº 5.163/2.004, determina que a aquisição de energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração distribuída seja precedida de chamada pública promovida diretamente pelo agente de distribuição. Este decreto limita esse tipo de contratação a 10% da carga do agente de distribuição e autoriza repasse às tarifas dos consumidores até o limite do valor-referência (VR). A limitação do volume não impõe, presentemente, maiores restrições à contratação da energia solar fotovoltaica. Mas, como o valor do VR em 2011 estava em R\$151,20 cada MWh, e como os custos de geração solar fotovoltaica são significativamente maiores do que tal valor, a leitura que se faz é que este limite de repasse impede o pequeno gerador fotovoltaico distribuído de encontrar ambiente econômico favorável para participar da chamada pública para geração distribuída.

Em vista disso, a ANEEL vem estudando propostas para redução das barreiras de acesso aos sistemas de distribuição por parte dos pequenos geradores. Esse processo incluiu a realização da Consulta Pública nº

15/2010, finalizada em 09 de novembro de 2010, e da Audiência Pública nº 042/2011, finalizada em 14 de outubro de 2011, eventos estes que propiciaram à ANEEL receber contribuições de diversos agentes, incluindo representantes das distribuidoras, geradoras, universidades, fabricantes, consumidores, comercializadores, empresas de engenharia e demais instituições interessadas no tema. Como resultado desse processo, foi publicada a Resolução Normativa nº 482, de 17/04/2012, estabelecendo as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica. Ela visa a reduzir as barreiras regulatórias existentes para conexão de geração de pequeno porte disponível na rede de distribuição, a partir de fontes de energia incentivadas, bem como introduzir um sistema de compensação de energia elétrica (*net metering*), além de estabelecer adequações necessárias nos Procedimentos de Distribuição – PRODIST, particularmente no Módulo 1 – Introdução e no Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição. Esses aspectos são descritos sucintamente a seguir.

Simultaneamente, foi publicada pela ANEEL a Resolução Normativa nº 481, de 17/04/2012, pela qual ficou estipulado, para a fonte solar com potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição menor ou igual a 30 MW, o desconto de 80% (oitenta por cento) para os empreendimentos que entrarem em operação comercial até 31/12/2017, 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. Esse desconto será reduzido para 50% (cinquenta por cento) após o décimo ano de operação da usina. Os empreendimentos que entrarem em operação comercial após 31/12/2017 farão jus ao desconto de 50% (cinquenta por cento) nas referidas tarifas.

Na avaliação de alguns agentes importantes de mercado, o arranjo *net metering* e as alterações propostas no PRODIST são suficientes para viabilizar, do ponto de vista regulatório, a geração distribuída em unidades consumidoras da baixa tensão, residenciais e comerciais.

Menciona-se ainda, dentre as ações recentes da ANEEL, a chamada pública referente ao Projeto de P&D Estratégico nº 13/2011, “Arranjos técnicos e comerciais para inserção de projetos de geração solar fotovoltaica na matriz energética brasileira”, em decorrência da qual foram selecionados 17 projetos fotovoltaicos, totalizando 23,6 MW, a serem instalados nas diversas regiões do país até 2015, possibilitando aprimorar o conhecimento sobre as diferentes tecnologias dessa forma de geração.

No âmbito governamental, deve-se também destacar o Plano Brasil Maior, lançado pelo Governo Federal em agosto de 2011, visando orientar políticas de desenvolvimento industrial que melhorem as condições competitivas do País. Nesse Plano, a dimensão estruturante das diretrizes setoriais contempla a Cadeia de Suprimentos em Energia, na qual se prevê o desenvolvimento de fontes renováveis, abrangendo a energia eólica e solar.

### **Sistema de compensação de energia (*net metering*)**

A Resolução Normativa nº 482 da ANEEL, de 17/04/2012, introduz as seguintes definições:

I - microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 100 kW e que utilize fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras;

II - minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 100 kW e menor ou igual a 1 MW para fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras;

III - sistema de compensação de energia elétrica: sistema no qual a energia ativa gerada por unidade consumidora com microgeração distribuída ou minigeração distribuída compense o consumo de energia



elétrica ativa.

Esse sistema tem analogia com uma “conta-corrente” de energia entre consumidor e concessionária. Os eventuais créditos resultantes da geração excedente ao consumo próprio expiram em 36 meses após a data do faturamento, não sendo ofertada ao consumidor qualquer forma de compensação após esse prazo.

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.

Independentemente do saldo observado entre consumo e geração, a fatura do consumidor deve conter, no mínimo, o valor referente ao custo da disponibilidade do sistema de distribuição (para consumidores do grupo B) ou da demanda contratada (para consumidores do grupo A).

Esse tipo de mecanismo requer medição bidirecional<sup>29</sup>. Quanto a este particular, cabe destacar que os custos referentes à adequação do sistema de medição são de responsabilidade do consumidor, sendo este custo igual a diferença entre o custo dos componentes do sistema de medição requerido para o sistema de compensação de energia elétrica e o custo do medidor convencional utilizado em unidades consumidoras do mesmo nível de tensão.

## Alterações no PRODIST

As principais alterações sugeridas no PRODIST constam do Módulo 3 e referem-se ao estabelecimento dos procedimentos para acesso da micro e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de eletricidade.

São contemplados os seguintes itens: etapas para a viabilização do acesso; critérios técnicos e operacionais; requisitos dos projetos; implantação de novas conexões; requisitos para operação, manutenção e segurança da conexão; sistema de medição; e contratos.

Dentre outros aspectos, destaca-se que é atribuída à distribuidora a responsabilidade de realizar todos os estudos para a integração da micro e minigeração distribuída, sem ônus para o acessante, definindo os requisitos técnicos mínimos necessários para a conexão. Outro ponto a notar é que as fontes de geração classificadas como micro ou minigeração estão dispensadas da celebração do CUSD (Contrato de Uso do Sistema de Distribuição) e CCD (Contrato de Conexão) para as centrais que participem do sistema de compensação de energia da distribuidora local. Para os minigeradores é suficiente firmar o Acordo Operativo. Para os microgeradores deverá ser formalizado o Relacionamento Operacional, introduzido nessas alterações do PRODIST.

## 6.2.2 Analisando possibilidades econômico-financeiras para inserção da fonte solar

### Condições de financiamento

Uma dos instrumentos de uso comum para viabilizar projetos é a concessão de condições especiais de financiamento. Neste sentido seja por possibilitar um menor desembolso de capital próprio por parte do empreendedor, seja por atuar no sentido de aumento do retorno do capital próprio, condições especiais de financiamento incentivam uma maior quantidade de empreendedores a investir.

---

<sup>29</sup> Este medidor tem as mesmas especificações daquele utilizado pelo consumidor do Grupo Tarifário “A” (Resolução ANEEL nº 414/2010), acrescido da funcionalidade de medição em quatro quadrantes.

Neste contexto, admitiu-se que as instalações residenciais seriam financiadas em até 80% nas condições oferecidas pelo programa PROESCO de apoio a projetos de eficiência energética. De acordo com o sítio do BNDES<sup>30</sup>, a taxa de juros associada a esta modalidade de empréstimo é composta pelo custo financeiro (TJLP=6%), Remuneração Básica do BNDES (0,9% a.a.) e taxa de risco de crédito (no máximo de 3,57% a.a.). Assim a taxa de juros total nominal associada a este tipo de empréstimo resultaria da ordem de 9% a.a. ou, cerca de 4% a.a. em termos reais. Aplicando-se essa condição de financiamento, obtêm-se os valores da tabela a seguir.

**Tabela 16. Impacto de financiamento diferenciado sobre o custo nivelado**

Aplicação	Potência (kW <sub>p</sub> )	Custo nivelado de geração (R\$/MWh)	
		Caso base	Com financiamento
Residencial	5	602	586
	10	541	526
Comercial	100	463	450
Industrial	1.000	402	390

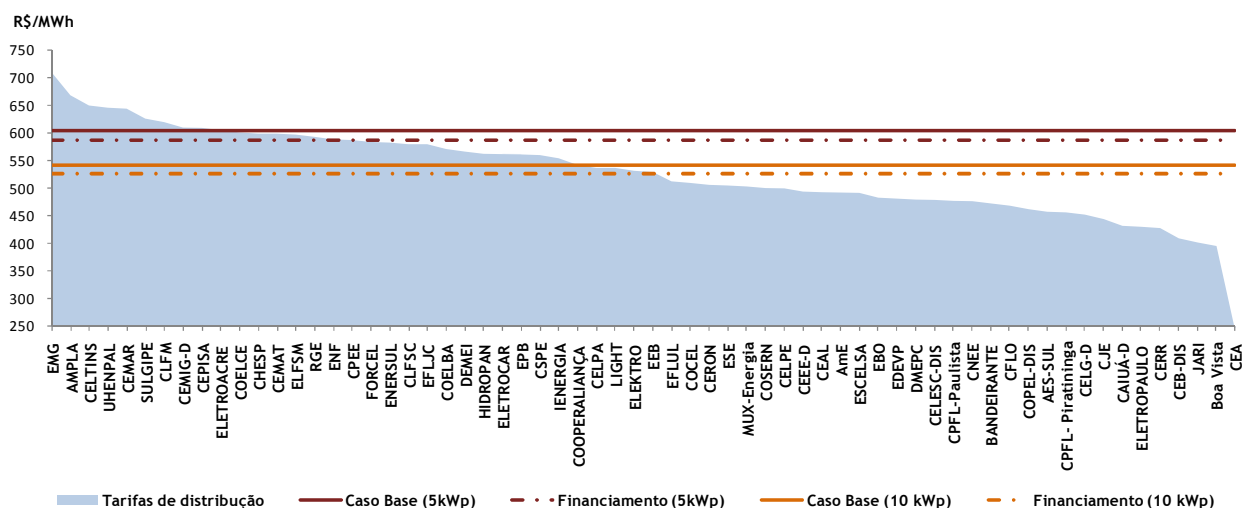
Fonte: Elaboração própria.

Para os casos apresentados acima, observa-se que o custo nivelado da geração cai em média cerca de 3% com esse perfil de financiamento. Onde há paridade com as tarifas de distribuição, esta medida elevaria em até 0,7 pontos percentuais no retorno sobre o capital próprio investido, que passa de 6,0% a 6,7%, melhorando a atratividade para o investidor. Nos casos em que não foi obtida a condição de paridade a alavancagem via financiamento pode vir a viabilizar a competitividade uma vez que reduz o custo nivelado de geração em até 16 R\$/MWh.

Este tipo de incentivo viabilizaria a aplicação residencial de 5 kW<sub>p</sub>, além das dez já contempladas no caso base (item 5.4), em mais sete distribuidoras, dentre as quais a Coelce (Ceará), a RGE (Rio Grande do Sul) e a CEMAT (Mato Grosso), que possuem consumo residencial de energia semelhante e que juntas, nesta classe, consumiram 6.804 GWh em 2011. Já a aplicação residencial de 10 kW<sub>p</sub>, também seria viabilizada em mais cinco distribuidoras, entre elas a Light (Rio de Janeiro), a Elektro (São Paulo) e a Celpa (Pará) que foram a terceira, décima e décima sexta distribuidoras que mais consumiram energia elétrica na classe residencial. De fato, estima-se que esta medida viabilizaria as aplicações de 10 kW<sub>p</sub> em 33 distribuidoras (que concentram-se 42% do consumo residencial nacional).

A Figura 31 ilustra graficamente o impacto das condições favorecidas de financiamento sobre o custo nivelado de geração e a paridade com as tarifas dos consumidores residenciais.

<sup>30</sup> Disponível em: [http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes\\_pt/Areas\\_de\\_Atualizacao/Meio\\_Ambiente/proesco.html](http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Areas_de_Atualizacao/Meio_Ambiente/proesco.html)



**Fig. 31. Condições favoráveis de financiamento para segmento residencial e viabilidade da geração distribuída.**

Dado que esta modalidade de empréstimo já é viável para a indústria e comércio, e que para uma maior capilarização da tecnologia fotovoltaica é necessário viabilizar a tecnologia para o consumo residencial, mostra-se necessária a criação de linhas específicas de financiamento para pessoas físicas e/ou pequenos investidores, possivelmente através de algum banco vinculado ao governo (Caixa Econômica Federal, por exemplo).

Além disso, condições de financiamento ainda mais vantajosas já existem no âmbito do Fundo Clima<sup>31</sup>, uma linha específica para projetos de energia solar com taxa de juros significativamente baixa, ainda que voltados para projetos de maior porte, com financiamento mínimo de 3 milhões de reais. A taxa de juros para este tipo de financiamento é composta de custo financeiro (1,1% a.a), remuneração básica do BNDES (0,9% a.a.) e taxa de risco de crédito (no máximo 3,57% a.a.), ou seja, taxas nominais de aproximadamente 5% ou reais próximas de zero.

Ainda nesta linha da criação de incentivos capazes de encorajar pequenos empreendedores a desenvolverem projetos na área, há que se considerar a possibilidade de criação de um fundo segurador visando eliminar a necessidade de garantias reais de pessoa física e/ou investidores perante os órgãos financiadores. A exigência de garantias reais é sempre um obstáculo significativo para investidores pessoa física e pequenos empreendedores.

### Incentivo no imposto de renda

O incentivo no imposto de renda é outra forma de estímulo capaz de desempenhar importante papel na disseminação da tecnologia fotovoltaica associada à geração distribuída. De fato, observa-se que esta tem sido prática relativamente comum na experiência internacional (EUA, França).

De acordo com o Departamento de Energia dos Estados Unidos (DoE), as residências que investem em geração local provenientes de energia solar, eólica ou geotérmica estão elegíveis a um desconto de até 30% do valor investido. As despesas incluem, além do sistema, os custos do trabalho, preparação e instalação do sistema original.<sup>32</sup>

A simulação do impacto que tal medida pode causar sobre o custo nivelado final é função de duas variáveis: a parcela do investimento suscetível ao incentivo no imposto, assim como o período em que será gozado esse benefício.

<sup>31</sup> Disponível em: <[http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes\\_pt/Institucional/Apoio\\_Financeiro/Programas\\_e\\_Fundos/Fundo\\_Clima/energias\\_renovaveis.html](http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Apoio_Financeiro/Programas_e_Fundos/Fundo_Clima/energias_renovaveis.html)>

<sup>32</sup> Maiores detalhes em: [http://www.dsireusa.org/incentives/incentive.cfm?Incentive\\_Code=US37F&re=1&ee=1](http://www.dsireusa.org/incentives/incentive.cfm?Incentive_Code=US37F&re=1&ee=1)

No presente estudo, a título exemplificativo, foram simuladas as seguintes condições:

- Parcela do investimento suscetível ao incentivo: 30%
- Período em que será gozado esse benefício: Dois primeiros anos após o investimento, ou seja, no fluxo de caixa consideraram-se duas entradas de recursos de igual valor nos dois primeiros anos (15% em cada ano).

Os resultados da simulação apontam que este tipo de incentivo é capaz de impactar significativamente o custo nivelado de geração, reduzindo-o em aproximadamente 23% em relação ao caso base avaliado. Para os casos em que já houvesse competitividade, esta medida resultaria em uma elevação de 4,7 pontos percentuais no retorno sobre o capital próprio investido, que passa de 6,0% a 10,7%, em termos reais.

**Tabela 17. Impacto de incentivo no imposto de renda sobre o custo nivelado**

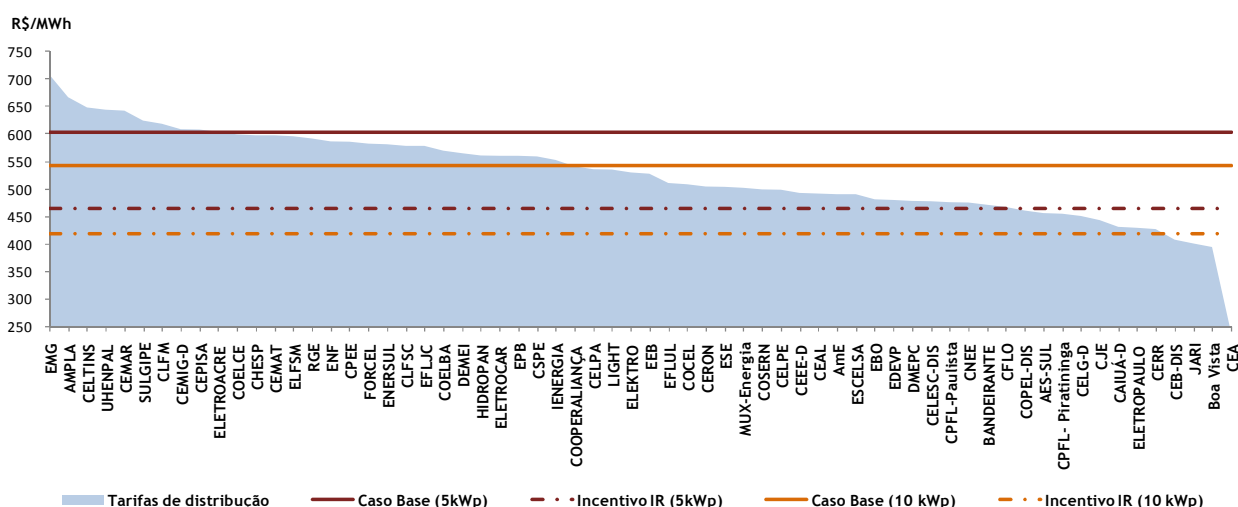
Aplicação	Potência (kW <sub>p</sub> )	Custo nivelado de geração (R\$/MWh)	
		Caso base	Com incentivo IR
Residencial	5	602	465
	10	541	418
Comercial	100	463	357
Industrial	1.000	402	309

Fonte: Elaboração própria.

Considera-se ainda que esta magnitude de incentivo seria o suficiente para colocar a energia fotovoltaica em condições de competitividade para a geração distribuída. Levando-se em consideração os parâmetros adotados, na aplicação residencial com potência de 5 kW<sub>p</sub>, haveria paridade tarifária em 51 das 63 distribuidoras do país de acordo com o sítio da ANEEL, englobando praticamente 70% do consumo residencial nacional.

Já no caso de uma aplicação residencial de potência de 10 kW<sub>p</sub>, o custo de 418 R\$/MWh, só não seria competitiva quatro distribuidoras, viabilizando inclusive na área de concessão da Eletropaulo, maior mercado residencial do país em 2011.

A Figura 32 ilustra graficamente o impacto das condições favorecidas de imposto de renda sobre o custo nivelado de geração e a paridade com as tarifas dos consumidores residenciais.



**Fig. 32. Incentivos no Imposto de Renda (30%) para segmento residencial e viabilidade da geração distribuída.**

## Incentivos fiscais nos equipamentos, instalação e montagem

Outra abordagem possível para estímulo é a isenção fiscal para equipamentos, instalação e montagem. Este tipo de incentivo pode ser essencialmente concedido pelo governo federal, nos casos do imposto de importação, IPI, PIS e COFINS, ou pela esfera estadual, onde notoriamente destaca-se o ICMS. As alíquotas dos impostos podem variar dependendo do produto em questão, conforme mostrado anteriormente no quadro da Figura 27 (item 5.2), a seguir reproduzido.

**Tabela 18. Impostos sobre equipamentos e serviços associados**

Componente	II	ICMS	IPI	PIS	COFINS	ISS	Total
Módulo	12%	0%	0%	1,65%	7,65%	0%	18%
Inversor	14%	12%	15%	1,65%	7,65%	0%	37%
Estruturas, cabos, conexão	0%	18%	10%	1,65%	7,65%	0%	31%
Projeto, registro, instalação	0%	0%	0%	1,65%	7,65%	5,00%	18%

Fonte: Grupo Setorial Fotovoltaico da ABINEE

De acordo com dados acima, a carga tributária estimada para uma instalação de geração distribuída fotovoltaica está estimada em aproximadamente 25% do valor de venda e montagem dos equipamentos. Nota-se ainda que a maior incidência ocorre sobre os componentes inversor e estrutura, cabos e conexão.

O incentivo admitido nesta abordagem é o de que os painéis solares seriam isentos de qualquer imposto ou taxa, inclusive de importação, mas não haveria desoneração fiscal para inversores e demais equipamentos que são ou poderão ser fabricados no Brasil com o desenvolvimento de arranjos industriais adequados. Assim, o custo de investimento no ano zero é, em média, 10% menor neste tipo de simulação.

**Tabela 19. Impacto de redução de impostos sobre equipamentos**

Aplicação	Potência (kW <sub>p</sub> )	Investimento inicial (R\$ mil)	Custo nivelado de geração (R\$/MWh)	
			Caso base	Com Isenção
Residencial	5	34	602	524
Residencial	10	58	541	470
Comercial	100	498	463	403
Industrial	1.000	4.376	402	366

Fonte: Elaboração própria.

Este tipo de incentivo traria paridade tarifária em 33 distribuidoras para instalação residencial de potência 5 kW<sub>p</sub>, tornando-a viável em uma área que representa aproximadamente 42% do consumo residencial nacional.

Já para instalações de 10 kW<sub>p</sub>, atingiriam a viabilidade em 51 distribuidoras, que englobam cerca de 69% do consumo residencial nacional. Esse incentivo, para os parâmetros adotados, viabilizaria a tecnologia em importantes distribuidoras, tais como CPFL Paulista (São Paulo), Celesc (Santa Catarina), Light (Rio de Janeiro) e Celpe (Pernambuco), todas entre as dez áreas de concessão que mais consomem energia na classe residencial.

A Figura 33 ilustra graficamente o impacto das condições de incentivo fiscal acima mencionadas sobre o custo nivelado de geração e a paridade com as tarifas dos consumidores residenciais.

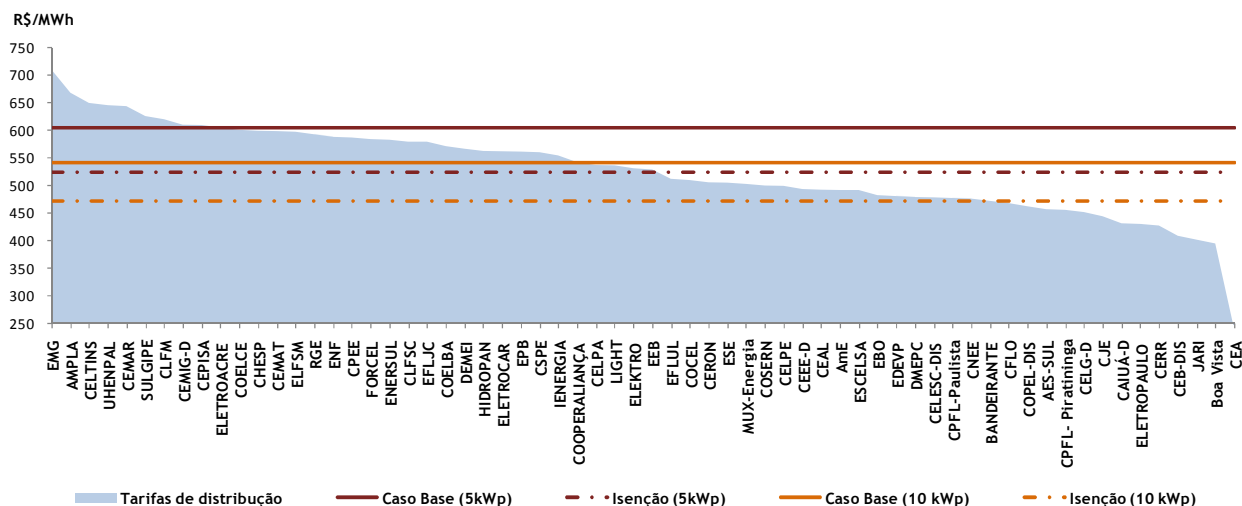


Fig. 33. Incentivos no Imposto sobre equipamentos e viabilidade da geração distribuída.

## Resumo dos incentivos

Em termos de impacto sobre o custo da energia, o incentivo no imposto de renda nos moldes propostos é o que traria maior impacto, reduzindo o custo do caso base em cerca de 23%. No entanto, embora os outros tipos de estímulos possuam menor impacto sobre o custo final, entende-se que podem desempenhar importante papel de estímulo ao mercado. O financiamento, por exemplo, é uma medida com reduzido impacto no custo de geração, porém de fundamental importância para o investidor ao reduzir a necessidade inicial de capital. O mesmo benefício é auferido quando são concedidos incentivos de desoneração nos equipamentos. Estes benefícios tem papel essencial no período de transição para o amadurecimento do mercado interno, quando os custos de produção no país ainda estarão descolados do mercado internacional.

## 6.3 Proposições para o Brasil: viabilizando a Geração Centralizada

Além do fomento a geração distribuída, uma combinação de política de fomento à geração centralizada poderia alavancar mais rapidamente a indústria. Hoje, conforme apresentado anteriormente, a geração centralizada não apresenta competitividade. No entanto, aos moldes do que foi observado recentemente na energia eólica, a garantia de contratos de longo prazo, via leilões específicos destinados a este tipo de geração, poderia possibilitar um ganho de escala capaz de internalizar no país montadoras e desenvolvedores, e, conseqüentemente, posterior barateamento dos custos associados a este tipo de tecnologia.

O entendimento é de que por se tratar de investimento de maior vulto, a viabilização de algumas plantas de geração solar, poderia viabilizar a instalação de uma indústria de painéis solares com alto conteúdo nacional, afim de que possam obter condições especiais de financiamento via BNDES. Assim, deve-se entender que, desde que associada a uma política pública de desenvolvimento, a energia solar, em especial as que utilizam painéis de silício, pode fomentar no país novas indústrias com perfil inovador e de alto valor agregado, trazendo benefícios além do puramente energético. De fato, a Diretriz Cadeia de Suprimentos em Energia, do plano Brasil Maior, lançado pelo governo federal em Agosto de 2011, prevê o desenvolvimento de fontes renováveis de energia (eólica e solar).

### 6.3.1 Criando condições práticas para a geração solar centralizada

#### Leilões de energia para a fonte solar de maior porte

Em certames definidos pelo menor preço de oferta da energia, as atuais estimativas de custo de geração solar inviabilizaria sua concorrência com as fontes tradicionais e mesmo com outras fontes renováveis. Isto pode justificar a promoção de certames especiais, restritos à fonte solar para atingir objetivos estratégicos. Adicionalmente, não deveria haver impedimento à participação dessa fonte nos leilões abertos às demais fontes, como forma de se sinalizar a intenção de se ter a fonte na matriz energética nacional desde que a preços competitivos, como foi feito no passado para a fonte eólica.

Particularidades diferenciadas das tecnologias de geração solar fotovoltaica e heliotérmica devem ser bem estudadas e levadas em conta para a realização de certames. Citam-se, dentre outras, as diferenças das variabilidades de longo prazo, da duração desejável das campanhas de medição no local e da potência mínima para a viabilização técnica.

Importante também considerar aspectos específicos da geração fotovoltaica, alguns derivados da modularidade e do baixo fator de capacidade, como a conexão à rede de usinas de pequena potência, número de contratos de pequena monta a serem geridos pela CCEE, etc. Admitindo que as usinas sejam conectadas à rede de distribuição, frequentemente radiais e sem redundância, o tratamento contratual da indisponibilidade da transmissão pode ser relevante.

#### Lote Mínimo e ponto de entrega e contabilização da energia

Nos leilões mais recentes promovidos pelo MME a partir da viabilização econômica das usinas eólicas, o lote mínimo para comercialização de energia foi reduzido para 0,1 MWh.

Para as usinas eólicas vencedoras dos leilões já realizados, verifica-se que, em média, são negociados 128 lotes por usina, que correspondem a uma potência instalada da ordem de 26 MW. A cada leilão, várias centenas de projetos desse porte tem se candidatado à habilitação técnica pela EPE e buscado o parecer de acesso do ONS ou das distribuidoras.

Considerando os baixos fatores de capacidade realizáveis e a modularidade da geração solar fotovoltaica, a manutenção desse tamanho de lote possibilitará que sejam individualizadas e ofertadas usinas completas de baixíssima potência, inferior a 0,6 MW. Nessa situação, não apenas o número de ofertantes candidatos à habilitação pode ser excepcionalmente elevado, como também o custo de gerenciamento de contratos pode ser desproporcionalmente elevado.

Como alternativa, propõe-se o estabelecimento de uma potência instalada mínima por parque ofertante, e sugere-se o valor de 5 MW<sub>p</sub>.

#### Garantia Física e Modalidade de Contrato

A garantia física de uma usina é definida pela quantidade máxima de energia que pode ser utilizada para comprovação de lastro para comercialização (Portaria MME nº258, de 28 de julho de 2008).

Uma peculiaridade da geração fotovoltaica a ser considerada é a perda de capacidade de geração causada pelo envelhecimento dos painéis solares, entre 0,6% e 1% ao ano para painéis de silício e ainda maior para painéis de filme fino.

A regulamentação do setor elétrico prevê duas modalidades de contratação da geração, por Quantidade e por Disponibilidade, diferenciadas pela alocação do risco de insuficiência de geração para atendimento ao contrato. Tanto a geração eólica quanto a geração à biomassa tem sido contratadas na modalidade Disponibilidade, atribuindo-se penalidades por desvios de geração em relação ao montante contratado.

Sob o aspecto de risco de não atendimento ao contrato, o baixíssimo índice de indisponibilidade das usinas fotovoltaicas e a pequena variabilidade inter-anual da geração, sugerem indiferença quanto à

modalidade de contrato.

### **Requisitos para habilitação técnica**

O processo da habilitação técnica é uma análise multidisciplinar que abrange os projetos eletromecânico, de conexão ao sistema elétrico, o licenciamento ambiental, a logística e as garantias do suprimento de combustíveis e reagentes, as certificações de campanhas de medições e a análise jurídica de contratos, com o objetivo de atestar a factibilidade de que o início do suprimento e a quantidade de energia ofertada ocorrerão conforme exigências contratuais.

Assim, as exigências para a habilitação técnica dos parques solares dependerão das características técnicas dos projetos, vale dizer, se fotovoltaicos ou heliotérmicos, e das peculiaridades das regras de contratação.

Se mantidas as regras atualmente utilizadas nos leilões de energia, não obstante o atendimento aos critérios estabelecido na portaria MME nº 21/2008, serão necessárias informações suplementares que permitam avaliar, diferenciadamente, a capacidade de produção de energia elétrica por tecnologias diversas.

Dentre outros condicionantes, visando reduzir a incerteza na geração, os requisitos de habilitação deverão contemplar a exigência de um período mínimo de medições solarimétricas no local da usina e num raio no seu entorno. Adicionalmente, deverão ser estabelecidos procedimentos para aferir a capacidade de produção da usina construída, ou, seja, contemplando eventuais modificações de projeto entre os momentos da adjudicação do contrato e o do efetivo comissionamento da planta.

Tais aspectos deverão constar do conjunto de requisitos para habilitação técnica a ser objeto de nota técnica específica a ser oportunamente elaborada, tendo em conta as diretrizes, formatação, regras e sistemática do leilão.

### **6.3.2 Analisando possibilidades econômico-financeiras para inserção da fonte solar**

Conforme destacado no item 5.5 da presente Nota Técnica, para os parâmetros estimados pela EPE, o preço da energia fotovoltaica centralizada gerada é da ordem de 400 R\$/MWh, valor não competitivo com outras fontes atualmente. No entanto, condições especiais de incentivos podem reduzir o preço associado a esta fonte, ainda que não a torne competitiva com as demais.

Os incentivos descritos a seguir, embora assumam itemização idêntica aos aplicáveis à geração distribuída, têm magnitudes eminentemente diferentes visto que o perfil do investidor é distinto para cada modalidade.

#### **Condições de financiamento**

O caso referência da geração centralizada já contempla uma operação financeira típica do setor elétrico brasileiro, ao considerar um financiamento de 70% do investimento à taxa real de 4,5% a.a. e amortização em 16 anos. A premissa de que esta é a condição básica de financiamento do setor atualmente indica que é possível se conseguir condições melhores do ponto de vista do investidor, desde associada a alguma política de incentivos.

A proposição de uma taxa de juros real de 4%, como o proposto para a geração distribuída, mostra-se bastante plausível diante do cenário econômico atual e, além disso, se vislumbra como factível, em condições especiais, uma taxa de juros menor para este perfil de empréstimo, que embute um risco eminentemente menor ao financiador. Desta forma simulou-se também uma condição de financiamento com taxa de 3% a.a.. Os resultados podem ser verificados na tabela a seguir.



Tabela 20. Impacto de financiamento diferenciado sobre o preço

Aplicação	Potência (kW <sub>p</sub> )	Fator de capacidade	Preço (R\$/MWh)	Δ Cenário base
Caso Base (taxa de juros = 4,5% a.a.)	30	18%	405	0%
Taxa de juros = 3% a.a.	30	18%	372	-8,0%

Fonte: Elaboração própria.

Assim, para os parâmetros estimados, a análise de sensibilidade mostra que condições especiais de financiamento podem reduzir em até 8% o preço do empreendimento centralizado.

### Incentivo no imposto de renda

Neste item entende-se que não haveria maiores incentivos a serem dados uma vez que o caso base já é desenhado sobre o regime de tributação do lucro presumido.

### Incentivo nos encargos de TUST/TUSD

O caso base já incorpora o incentivo introduzido pela Resolução Normativa da ANEEL nº 481, de 17/04/2012, pela qual ficou estipulado o desconto de 80% para os empreendimentos que entrarem em operação comercial até 31/12/ 2017, aplicável nos dez primeiros anos de operação da usina, nas tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição – TUST e TUSD, sendo esse desconto reduzido para 50% após o décimo ano de operação da usina.

### Incentivos fiscais nos equipamentos, instalação e montagem

Aos moldes do simulado para a geração distribuída, admite-se como incentivos fiscais para a centralizada a isenção para painéis solares. Assim, o custo de investimento no ano zero seria, em média, 10% menor neste tipo de simulação, passando a 4.680 R\$/kW<sub>p</sub>. Em decorrência, se teria uma redução também da ordem de 10% no preço final da energia, que passaria de 405 R\$/MWh para 365 R\$/MWh. Se cumulativamente for considerada uma taxa de juros reduzida para 3% a.a., o preço final cairia para 336 R\$/MWh.

Vale ressaltar que a magnitude do impacto que esta desoneração pode ter sobre o preço final da energia é sensível às premissas adotadas, assim caso se considere uma possível desoneração dos inversores este impacto pode ser ainda maior.

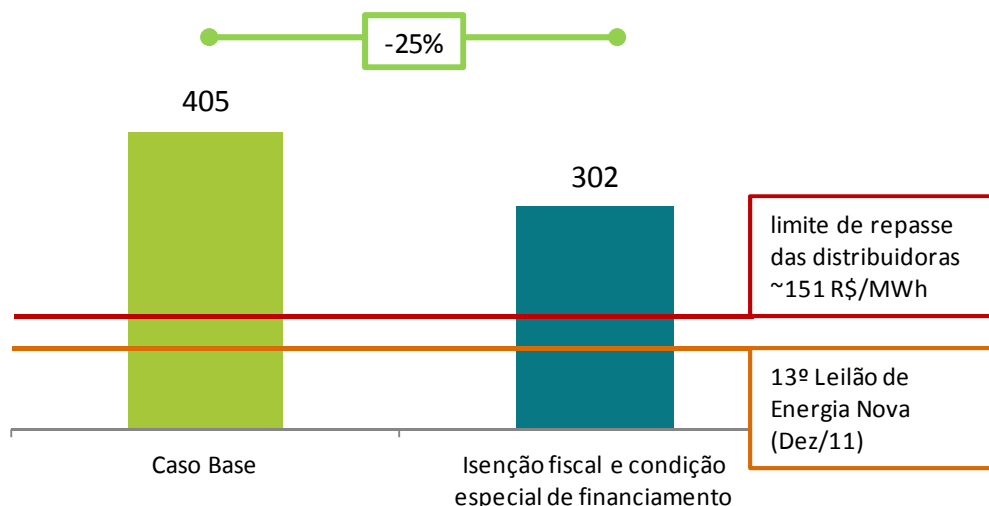
Para o caso específico da geração centralizada vislumbra-se uma série de fatores adicionais que podem reduzir o preço final. Por exemplo, para locais mais favoráveis de irradiação solar, onde seja aplicável um fator de capacidade 20% ao invés do adotado (18%), o preço da energia se reduz em aproximadamente 10%, passando de 336 R\$/MWh para 302 R\$/MWh no caso cumulativo acima mencionado, o que representa uma redução de cerca de 25% em relação ao caso base.

Desde que se julgue de interesse, é possível incentivar a fonte via um fundo setorial, como por exemplo, a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), criada pela Lei nº 10.438/2002. No entanto, neste caso seria necessária a adequação da lei de criação do fundo, já que este não contempla em seus objetivos iniciais o desenvolvimento da energia solar, mas as apenas fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral nacional.

Não obstante observa-se que o objetivo maior da criação da CDE está diretamente vinculado viabilização de fontes de energia e dentre as destinações de recursos do fundo está inclusive a restituição da diferença entre o valor econômico correspondente à tecnologia específica de cada fonte e o valor econômico correspondente a energia competitiva desde que a operação seja feita com o consumidor final (o que pode ser o caso para a geração fotovoltaica).

Enfim, são inúmeras as abordagens possíveis, mas, no prazo imediato, nenhuma delas individualmente e nem a adoção conjunta de mais de uma tornaria esta tecnologia competitiva frente às demais.

Assim, hoje a energia solar fotovoltaica de grande porte não é competitiva economicamente com outras fontes de energia, como hídrica e eólica que, nos últimos leilões de energia nova realizados em 2010 e 2011, venderam suas energias a valores próximos a 100 R\$/MWh. Os preços calculados situam-se também acima do valor máximo de repasse das distribuidoras, atualmente da ordem de 150 R\$/MWh.



**Fig. 32 – Preços de energia da geração centralizada.**

No entanto a análise do caso da energia eólica pode ser, em certa medida, elucidativa sobre a importância de estímulos iniciais e seus impactos sobre os custos e o desenvolvimento de uma fonte de energia. A energia eólica foi introduzida na matriz energética brasileira através do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA). De acordo com ANEEL (2011), o custo médio da energia eólica do programa a ser faturada no ano de 2012 é de 311,87 R\$/MWh para, o que representa valor mais próximo ao simulado para o caso da energia solar centralizada com incentivos cumulativos.

Desta forma, estímulos iniciais poderiam ser traçados para viabilizar a maior penetração da fonte solar na matriz elétrica. Associando-se a esses estímulos políticas de desenvolvimento da indústria nacional para fabricação de equipamentos para aproveitamento da energia solar seria, inclusive, uma forma adicional de alçar essa fonte à competitividade em um futuro não muito distante.

## 7. CONSIDERAÇÕES FINAIS

A energia solar fotovoltaica tornou-se, nos últimos anos, uma realidade em alguns países, ainda que o desenvolvimento na totalidade dos casos tenha sido feito via incentivos dos mais diversos. No entanto, a curva de aprendizado da indústria no mundo está em evolução e os custos associados têm apresentado decréscimos significativos. De uma maneira geral, considera-se que esta tendência será mantida nos próximos anos o que pode significar que a fonte se torne competitiva, sem incentivos, no futuro. É justamente a incerteza de quando esta competitividade se daria que justifica, no presente momento, o início de um conjunto de medidas e estudos sobre formas de inserção desta fonte de geração, de modo a organizar as instituições a tratarem do assunto, tanto pelo lado do Governo como pelo lado dos agentes do mercado.

No Brasil, à luz dos parâmetros utilizados nesta nota técnica, são distintas as situações da geração fotovoltaica centralizada e distribuída.

No caso da geração distribuída, por ter seu patamar de competitividade definido a partir das tarifas de distribuição de energia ao consumidor final, a comparação de valores já permite dizer que está próxima à condição de viabilidade econômica para alguns pontos da rede elétrica. O mesmo não ocorre com a geração centralizada, de maior porte, cujos preços não são competitivos com os de outras fontes renováveis no presente.

Este estudo analisou algumas possibilidades de incentivo e seus possíveis impactos sobre a competitividade da energia gerada, tanto para geração fotovoltaica distribuída como para a concentrada.

Entende-se que para viabilizar uma redução mais significativa dos custos de produção dentro da cadeia fotovoltaica no país, através de ganhos de escala, é necessário estimular um maior desenvolvimento do mercado para a energia solar. Isto permitiria também ao país participar em alguma etapa da cadeia de uma indústria de alto valor agregado no âmbito mundial.

Como um meio para atingir esse objetivo, poderia ser considerada a contratação da geração fotovoltaica centralizada, de maior porte, por leilões específicos, restritos a essa fonte. Se adotada essa estratégia, é importante que seja dada uma clara sinalização da continuidade de contratação num período futuro imediato. Os montantes de energia contratados deveriam ser reduzidos em relação à demanda total do Sistema Interligado Nacional, tendo em conta os preços não competitivos com outras fontes; porém, deveriam ser minimamente suficientes para viabilizar o desenvolvimento inicial de uma cadeia produtiva, atrelada a objetivos estratégicos a serem estabelecidos.

Complementarmente aos leilões específicos, não deveria haver impedimento à participação da fonte solar, fotovoltaica ou heliotérmica, nos leilões abertos às demais fontes.

No que se refere à geração heliotérmica, o levantamento efetuado indica que não se tem perspectiva de sua aplicação de forma competitiva no país num prazo mais imediato. Não obstante, é de interesse que essa forma de geração seja estudada, tendo em vista sua característica de fonte renovável com produção de montantes relativamente elevados de energia de forma concentrada, passível de ser integrada ao sistema de geração hidrotérmico nacional. O fato de que alguns componentes do processo de geração heliotérmica ainda estão sob desenvolvimento tecnológico no mundo, representa uma oportunidade para que o país acompanhe e participe desse desenvolvimento visando sua aplicação futura.

## 8. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ABRADEE [Associação Brasileira de Distribuidoras de Energia Elétrica]. **Alíquota ICMS 2007/2008**. Brasília (DF), 2008. Disponível em: <[http://www.abradee01.org/download/aliquota/ICMS\\_Aliquotas\\_Estados\\_Jan-2008.xls](http://www.abradee01.org/download/aliquota/ICMS_Aliquotas_Estados_Jan-2008.xls)>. Acesso em: abril de 2012.
- ACGE [American Coalition for Green Energy]. Solar Power. 2011. Disponível em: <<http://www.agreenamerica.org/>>. Acesso em: outubro de 2011.
- ANEEL [Agência Nacional de Energia Elétrica]. Brasília, 2012. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: fevereiro de 2012.
- ANEEL [Agência Nacional de Energia Elétrica]. Brasília: SRE/ANEEL, 22 de outubro de 2009. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/nreh2009899.pdf>>. Acesso em: janeiro de 2012.
- ANEEL [Agência Nacional de Energia Elétrica]. **Estabelecimento das quotas de custeio e de energia elétrica referentes ao Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA) para o ano de 2012**. Brasília: Nota técnica nº 0321/2011 - SRE/ANEEL, 9 de dezembro de 2011. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/nreh20111244.pdf>>. Acesso em: janeiro de 2012.
- BARBOSE, G. *et al.* **Tracking the Sun IV – An historical summary of the installed cost of photovoltaics in the United States from 1998 to 2010**. Berkeley (Estados Unidos): Lawrence Berkeley National Laboratory. Disponível em: <<http://eetd.lbl.gov/ea/ems/reports/lbnl-5047e.pdf>>. Acesso em: janeiro de 2012.
- BLOOMBERG. **Solar Spot Price Index**. Nova Iorque (Estados Unidos): BLOOMBERG, 2012. Disponível em: <<http://www.bloomberg.com/>>. Acesso em: janeiro de 2012.
- BNDES [Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social]. **Apoio a projetos de eficiência energética - PROESCO**. Rio de Janeiro: BNDES, 2012. Disponível em: <[http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes\\_pt/Areas\\_de\\_Atuacao/Meio\\_Ambiente/proesc.html](http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Areas_de_Atuacao/Meio_Ambiente/proesc.html)>. Acesso em: março de 2012.
- BNDES [Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social]. **Fundo Clima - Energias Renováveis**. Rio de Janeiro: BNDES, 2012. Disponível em: <[http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes\\_pt/Institucional/Apoio\\_Financeiro/Programas\\_e\\_Fundos/Fundo\\_Clima/energias\\_renovaveis.html](http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Apoio_Financeiro/Programas_e_Fundos/Fundo_Clima/energias_renovaveis.html)>. Acesso em: março de 2012.
- BSW SOLAR [German Solar Industry Association]. **Statistic data on the German solar power (photovoltaic) industry**. Berlim (Alemanha): BSW SOLAR, 2011. Disponível em: <[http://www.solarwirtschaft.de/fileadmin/media/pdf/BSW\\_Solar\\_Factsheet\\_1110.pdf](http://www.solarwirtschaft.de/fileadmin/media/pdf/BSW_Solar_Factsheet_1110.pdf)>. Acesso em: dezembro de 2011.
- CGEE [Centro de Gestão e Estudos Estratégicos]. **Estudo Prospectivo em Energia Fotovoltaica (Nota técnica)**. Brasília (DF): Centro de Gestão e Estudos Estratégicos, 2009.
- CGEE [Centro de Gestão e Estudos Estratégicos]. **Energia solar fotovoltaica no Brasil: subsídios para tomada de decisão**. Brasília (DF): Centro de Gestão e Estudos Estratégicos, 2010.
- COLLE, Sérgio (Coord.). **Atlas de irradiação solar do Brasil: 1ª versão para irradiação global derivada de satélite e validada na superfície**. Brasília: INMET [Instituto Nacional de Meteorologia], 1998. Disponível em: <[http://www.lepten.ufsc.br/pesquisa/solar/atlas\\_de\\_irradiacao.pdf](http://www.lepten.ufsc.br/pesquisa/solar/atlas_de_irradiacao.pdf)>. Acesso em: outubro de 2011.
- CONSULTA PÚBLICA DA ANEEL Nº 15/2010. **Apresentar os principais instrumentos regulatórios utilizados no Brasil e em outros países para incentivar a geração distribuída de pequeno porte, a partir de fontes renováveis de energia, conectada na rede de distribuição e, receber contribuições**

- dos agentes interessados e sociedade em geral sobre as questões que o regulador deve enfrentar para reduzir as barreiras existentes.** Brasília, 10 de setembro de 2010. Disponível em: <[http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/consulta\\_publica/detalhes\\_consulta.cfm?IdConsultaPublica=197](http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/consulta_publica/detalhes_consulta.cfm?IdConsultaPublica=197)>. Acesso em: novembro de 2011.
- DRAGOON, K. & SCHUMAKER, A. **Solar PV Variability and Grid Integration.** Portland (Estados Unidos): Renewable Northwest Project, 21 de outubro de 2010. Disponível em: <<http://www.rnp.org/A169A4E9-4A4D-4B23-9EDC-2499A91B629A/FinalDownload/DownloadId-340DDBFBC3183D51D69C26165B4D12EA/A169A4E9-4A4D-4B23-9EDC-2499A91B629A/sites/default/files/pdfs/Solar%20PV%20Variability%20and%20Grid%20Integration%20Oct%202010.pdf>>. Acesso em: outubro de 2011.
- DSIRE [Database of State Incentives for Renewable & Efficiency]. **Residential Renewable Energy Tax Credit.** Carolina do Norte (Estados Unidos): North Carolina Solar Center and the Interstate Renewable Energy Council, 2012. Disponível em: <[http://www.dsireusa.org/incentives/incentive.cfm?Incentive\\_Code=US37F&re=1&ee=1](http://www.dsireusa.org/incentives/incentive.cfm?Incentive_Code=US37F&re=1&ee=1)>. Acesso em: fevereiro de 2012.
- EPE [Empresa de Pesquisa Energética]. **Balço Energético Nacional – 2011 (ano base 2010).** Rio de Janeiro: EPE, 2011. Disponível em: <[https://ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio\\_Final\\_BEN\\_2011.pdf](https://ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio_Final_BEN_2011.pdf)>. Acesso em: dezembro de 2011.
- EPE [Empresa de Pesquisa Energética]. **Plano Decenal de Expansão de Energia – 2020.** Rio de Janeiro: EPE, 2011. Disponível em: <[http://www.epe.gov.br/PDEE/20120302\\_1.pdf](http://www.epe.gov.br/PDEE/20120302_1.pdf)>. Acesso em: dezembro de 2011.
- EPIA [European Photovoltaic Industry Association]. **Solar Photovoltaics Competing in the Energy Sector - On the Road to Competitiveness.** Bruxelas (Bélgica): EPIA, 2011. Disponível em: <[http://www.epia.org/index.php?eID=tx\\_nawsecuredl&u=0&file=fileadmin/EPIA\\_docs/publications/epia/Competing\\_Full\\_Report.pdf&t=1332611150&hash=f289f5fe9d45d9b04d0c16985bb3c310](http://www.epia.org/index.php?eID=tx_nawsecuredl&u=0&file=fileadmin/EPIA_docs/publications/epia/Competing_Full_Report.pdf&t=1332611150&hash=f289f5fe9d45d9b04d0c16985bb3c310)>. Acesso em: novembro de 2011.
- EPIA [European Photovoltaic Industry Association]. **Global market outlook for photovoltaics until 2014. May 2010 update.** Bruxelas (Bélgica): EPIA, 2010. Disponível em: <[http://www.epia.org/fileadmin/EPIA\\_docs/public/Global\\_Market\\_Outlook\\_for\\_Photovoltaics\\_until\\_2014.pdf](http://www.epia.org/fileadmin/EPIA_docs/public/Global_Market_Outlook_for_Photovoltaics_until_2014.pdf)>. Acesso em: novembro de 2011.
- EPIA [European Photovoltaic Industry Association]. **Global market outlook for photovoltaics until 2015.** Bruxelas (Bélgica): EPIA, 2011. Disponível em: <[http://www.epia.org/index.php?eID=tx\\_nawsecuredl&u=0&file=fileadmin/EPIA\\_docs/publications/epia/EPIA-Global-Market-Outlook-for-Photovoltaics-until-2015.pdf&t=1332621634&hash=04cea846e4c2345565b5ee593a09aeee](http://www.epia.org/index.php?eID=tx_nawsecuredl&u=0&file=fileadmin/EPIA_docs/publications/epia/EPIA-Global-Market-Outlook-for-Photovoltaics-until-2015.pdf&t=1332621634&hash=04cea846e4c2345565b5ee593a09aeee)>. Acesso em: novembro de 2011.
- EPIA [European Photovoltaic Industry Association]. **Solar Photovoltaic Electricity Empowering the World.** Bruxelas (Bélgica): EPIA, 2011b. Disponível em: <[http://www.epia.org/index.php?eID=tx\\_nawsecuredl&u=0&file=fileadmin/EPIA\\_docs/documents/S6/Solar\\_Generation\\_6\\_2011\\_Full\\_report\\_Final.pdf&t=1332622082&hash=3b75c8b8f373fc220f4479cea7b22599](http://www.epia.org/index.php?eID=tx_nawsecuredl&u=0&file=fileadmin/EPIA_docs/documents/S6/Solar_Generation_6_2011_Full_report_Final.pdf&t=1332622082&hash=3b75c8b8f373fc220f4479cea7b22599)>. Acesso em: novembro de 2011.
- EUROPE'S ENERGY PORTAL. **Feed in tariffs.** Bruxelas (Bélgica): EUROPE'S ENERGY PORTAL, 2012. Disponível em: <<http://www.energy.eu/>>. Acesso em: janeiro de 2012.
- GREEN CHIP SOTCKS. Phoenix (Estados Unidos): GREEN CHIP SOTCKS, 2011. Disponível em: <<http://www.greenchipstocks.com/>>. Acesso em: outubro de 2011.
- GREENPEACE. **Global Concentrating Solar Power Outlook 2009.** Amsterdam (Holanda): Greenpeace, 2009. Disponível em: <<http://www.greenchipstocks.com/>>. Acesso em: outubro de 2011.

- GUARNIERI, R. *et al.* **Avaliação De Estimativas De Radiação Solar Incidente Baseadas Em Extrapolação E Interpolação Na Região Sudeste Do Brasil.** Florianópolis (SC): Edição XIV, CBMET [Congresso Brasileiro de Meteorologia], 2006. Disponível em: <<http://www.cbmet.com/cbm-files/14-e597518474e11df5c5e75ddf6975964d.pdf>>. Acesso em: dezembro de 2011
- IEA [International Energy Agency]. **Trends In Photovoltaic Applications - Survey report of selected IEA countries between 1992 and 2010.** Paris (França): IEA, 2011. Disponível em: <[http://www.iea-pvps.org/index.php?id=1&eID=dam\\_frontend\\_push&docID=898](http://www.iea-pvps.org/index.php?id=1&eID=dam_frontend_push&docID=898)>. Acesso em: outubro de 2011.
- IEA [International Energy Agency]. **Technology Roadmap - Concentrating Solar Power.** Paris (França): IEA, 2010a. Disponível em: <[http://www.iea.org/papers/2010/csp\\_roadmap.pdf](http://www.iea.org/papers/2010/csp_roadmap.pdf)>. Acesso em: outubro de 2011.
- IEA [International Energy Agency]. **Technology Roadmap - Solar photovoltaic energy.** Paris (França): IEA, 2010. Disponível em: <[http://www.iea.org/A169A4E9-4A4D-4B23-9EDC-2499A91B629A/FinalDownload/DownloadId-8BF9D447FFA26576118F7BDD87A8C9B1/A169A4E9-4A4D-4B23-9EDC-2499A91B629A/papers/2010/pv\\_roadmap.pdf](http://www.iea.org/A169A4E9-4A4D-4B23-9EDC-2499A91B629A/FinalDownload/DownloadId-8BF9D447FFA26576118F7BDD87A8C9B1/A169A4E9-4A4D-4B23-9EDC-2499A91B629A/papers/2010/pv_roadmap.pdf)>. Acesso em: outubro de 2011.
- IHS ISUPPLY. **IHS iSuppli Market Intelligence.** Londres (Inglaterra): IHS ISUPPLY, 2011. Disponível em: <<http://www.isuppli.com/>>. Acesso em: Novembro de 2011.
- LEI nº 10.438/2002. **Dispõe sobre a expansão da oferta de energia elétrica emergencial, recomposição tarifária extraordinária, cria o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), dispõe sobre a universalização do serviço público de energia elétrica, dá nova redação às Leis no 9.427, de 26 de dezembro de 1996, no 9.648, de 27 de maio de 1998, no 3.890-A, de 25 de abril de 1961, no 5.655, de 20 de maio de 1971, no 5.899, de 5 de julho de 1973, no 9.991, de 24 de julho de 2000, e dá outras providências.** Brasília, 26 de abril de 2002. Disponível em: <[https://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/leis/2002/l10438.htm](https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/2002/l10438.htm)>. Acesso em: dezembro de 2011.
- LOHMANN, S. *et al.* Long-term variability of solar direct and global radiation derived from ISCCP data and comparison with reanalysis data. In: **Solar Energy.** Nº 80. 2006. pp. 1390–1401. Disponível em: <<http://elib.dlr.de/19952/1/lohmann.pdf>>. Acesso em: dezembro de 2011.
- NERC [North American Electric Reliability Corporation]. **Accommodating high levels of variable generation.** Washington, D.C.: NERC, abril de 2009. Disponível em: <[http://www.aeso.ca/downloads/IVGTF\\_Report\\_041609\(1\).pdf](http://www.aeso.ca/downloads/IVGTF_Report_041609(1).pdf)>. Acesso em: novembro de 2011.
- NEWENERGYPORTAL. **Renewable Energy Sources.** 2011. Disponível em: <<http://newenergyportal.wordpress.com/>>. Acesso em: outubro de 2011.
- NOVATEC SOLAR. Karlsruhe (Alemanha): NOVATEC SOLAR, 2011. Disponível em: <<http://www.novatecsolar.com/>>. Acesso em: novembro de 2011.
- NREL [National Renewable Energy Laboratory]. **Parabolic Trough Thermal Energy Storage Technology.** Denver (Estados Unidos): NREL, 2011. Disponível em: <[http://www.nrel.gov/csp/troughnet/thermal\\_energy\\_storage.html#direct/](http://www.nrel.gov/csp/troughnet/thermal_energy_storage.html#direct/)>. Acesso em: novembro de 2011.
- NREL [National Renewable Energy Laboratory]. **PV Watts – A Performance Calculator for Grid-Connected PV Systems.** Denver (Estados Unidos): NREL, 2011. Disponível em: <<http://rredc.nrel.gov/solar/calculators/PVWATTS/version1/>>. Acesso em: novembro de 2011.
- PEREIRA *et al.* **Atlas Brasileiro de Energia Solar.** São José dos Campos (SP): SWERA/INPE [Solar and Wind Energy Resources Assessment/Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais], 2006. Disponível em: <[http://mtc-m17.sid.inpe.br/col/sid.inpe.br/mtc-m17@80/2007/05.04.14.11/doc/atlas\\_solar-reduced.pdf](http://mtc-m17.sid.inpe.br/col/sid.inpe.br/mtc-m17@80/2007/05.04.14.11/doc/atlas_solar-reduced.pdf)>. Acesso em: outubro de 2011
- PITZ-PAAL, R. *et al.* **How to get bankable meteo data? DLR solar Resource Assessment.** Cologne (Alemanha): DLR [Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt], 2011. Disponível em:

- <[http://www.nrel.gov/csp/troughnet/pdfs/2007/pitz\\_paal\\_dlr\\_solar\\_resource\\_assessment.pdf](http://www.nrel.gov/csp/troughnet/pdfs/2007/pitz_paal_dlr_solar_resource_assessment.pdf)>. Acesso em: janeiro de 2012.
- RMI [Rocky Mountain Institute]. **Achieving Low-Cost Solar PV: Industry Workshop Recommendations for Near-Term Balance of System Cost Reductions**. Snowmass (Estados Unidos): RMI, 2011. Disponível em: <<http://www.rmi.org/A169A4E9-4A4D-4B23-9EDC-2499A91B629A/FinalDownload/DownloadId-3FCED6A875C4FAF99D068C090906224A/A169A4E9-4A4D-4B23-9EDC-2499A91B629A/Content/Files/BOSReport.pdf>>. Acesso em: outubro de 2011.
- SEIA [Solar Energy Industries Association]. **US Solar Market Insight: 3rd Quarter 2011 – Executive Summary**. Washington, D.C.: SEIA, 2011. Disponível em: <<http://www.seia.org/A169A4E9-4A4D-4B23-9EDC-2499A91B629A/FinalDownload/DownloadId-A7736FD14D46C13C1E373709D86C8211/A169A4E9-4A4D-4B23-9EDC-2499A91B629A/galleries/pdf/SMI-Q3-2011-ES.pdf>>. Acesso em: dezembro de 2011.
- SOLAR MARKET RESEARCH AND ANALYSIS. **Solar Market Research And Analysis**. 2011. Disponível em: <<http://www.solarbuzz.com/>>. Acesso em: outubro de 2011
- SCHNITZER, M. **Reducing Uncertainty In Bankable Solar Resource And Energy Assessments Through On-Site Monitoring**. Albany (Estados Unidos): AWS Truepower, maio de 2011. Disponível em: <[http://www.awstruepower.com/wp-content/media/2011/06/ASES\\_UncertaintySRA\\_2011-05-19.pdf](http://www.awstruepower.com/wp-content/media/2011/06/ASES_UncertaintySRA_2011-05-19.pdf)>. Acesso em: janeiro de 2012.
- TESSERA SOLAR. Arizona (Estados Unidos): TESSERA SOLAR, 2011. Disponível em: <[www.tesseractosolar.com](http://www.tesseractosolar.com)>. Acesso em: outubro de 2011.
- TIBA, C. *et al.* **Atlas Solarimétrico do Brasil: Banco de dados terrestres**. Recife (PE): UFPE [Universidade Federal de Pernambuco], 2000. Disponível em: <[http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Atlas\\_Solarimetrico\\_do\\_Brasil\\_2000.pdf](http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Atlas_Solarimetrico_do_Brasil_2000.pdf)>. Acesso em: novembro de 2011.
- WILCOX, S. & GUEYMARD, C. **Spatial and temporal variability of the solar resource in the United States**. Washington, D.C.: NREL/DoE [National Renewable Energy Laboratory/Department of Energy], 2010. Disponível em: <[http://rredc.nrel.gov/solar/new\\_data/variability/Documentation/ASES\\_47760\\_final.pdf](http://rredc.nrel.gov/solar/new_data/variability/Documentation/ASES_47760_final.pdf)>. Acesso em: outubro de 2011.
- WILCOX, S. & STOFFEL, C. **Solar Resource and Meteorological Assessment Project (SOLRMAP) - Solar and Meteorological Station Options: Configurations and Specifications**. Washington, D.C.: NREL/DoE [National Renewable Energy Laboratory/Department of Energy], julho de 2009. Disponível em: <[http://www.nrel.gov/csp/pdfs/solar\\_met\\_specifications.pdf](http://www.nrel.gov/csp/pdfs/solar_met_specifications.pdf)>. Acesso em: outubro de 2011.
- VISIONS OF SUSTENTABILITY. Wuppertal (Alemanha): WISIONS/ Wuppertal Institute for Climate, Environment and Energy GmbH, 2011. Disponível em: <<http://www.wisions.net>>. Acesso em: outubro de 2011.

## **AGRADECIMENTOS ESPECIAIS À:**

Prof. Dr. Roberto Zilles, Universidade de São Paulo

Prof. Dr. Stefan Krauter, Universidade de Paderborn

Eng. Heinz Pohler, Centrotherm Photovoltaics

Eng. Moritz Werner, SMA Solar Technology

Eng. Georg Hille, Ecovision

Eng. Dietmar Brakemeier, Flagsol

Apoio da Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ), no âmbito do acordo de cooperação técnica Brasil-Alemanha.