



ENERGIAS RENOVÁVEIS

RIQUEZA SUSTENTÁVEL AO ALCANCE DA SOCIEDADE



ENERGIAS RENOVÁVEIS

RIQUEZA SUSTENTÁVEL AO ALCANCE DA SOCIEDADE

Mesa Diretora da Câmara dos Deputados

54ª Legislatura

2ª Sessão Legislativa Ordinária

2011-2015

Presidência

Presidente: Marco Maia

1ª Vice-Presidente: Rose de Freitas

2º Vice-Presidente: Eduardo da Fonte

Secretários

1º Secretário: Eduardo Gomes

2º Secretário: Jorge Tadeu Mudalen

3º Secretário: Inocêncio Oliveira

4º Secretário: Júlio Delgado

Suplentes de Secretários

1º Suplente: Geraldo Resende

2º Suplente: Manato

3º Suplente: Carlos Eduardo Cadoca

4º Suplente: Sérgio Moraes

Diretor-Geral

Rogério Ventura Teixeira

Secretário-Geral da Mesa

Sérgio Sampaio Contreiras de Almeida



Câmara do Deputados
Conselho de Altos Estudos e Avaliação Tecnológica

ENERGIAS RENOVÁVEIS

RIQUEZA SUSTENTÁVEL AO ALCANCE DA SOCIEDADE

Relator

Pedro Uczai

Deputado Federal

Equipe Técnica

Wagner Marques Tavares (Coordenador)

Alberto Pinheiro de Queiroz Filho

Consultores Legislativos

Centro de Documentação e Informação
Edições Câmara
Brasília / 2012

CÂMARA DOS DEPUTADOS

DIRETORIA LEGISLATIVA

Diretor: Afrísio Vieira Lima Filho

CONSULTORIA LEGISLATIVA

Diretor: Luiz Henrique Cascelli de Azevedo

CENTRO DE DOCUMENTAÇÃO E INFORMAÇÃO

Diretor: Adolfo C. A. R. Furtado

COORDENAÇÃO EDIÇÕES CÂMARA

Diretora: Maria Clara Bicudo Cesar

Apoio do Departamento de Taquigrafia, Revisão e Redação

Diretora: Cássia Regina Ossipe Martins Botelho

Criação do projeto gráfico

Ely Borges

Diagramação e adaptação do projeto gráfico

Mariana Rausch Chuquer e Patrícia Weiss

Capa

Ana Marusia Pinheiro Lima Meneguim e
Alan Santos Alvetti

Revisão

Secretaria do CAEAT

Câmara dos Deputados

Centro de Documentação e Informação – Cedi
Coordenação Edições Câmara – Coedi
Anexo II – Praça dos Três Poderes
Brasília (DF) – CEP 70160-900
Telefone: (61) 3216-5809; fax: (61) 3216-5810
editora@camara.gov.br

SÉRIE

**Cadernos de altos estudos
n. 10**

Dados Internacionais de Catalogação-na-publicação (CIP)
Coordenação de Biblioteca. Seção de Catalogação.

Energias renováveis : riqueza sustentável ao alcance da sociedade / relator: Pedro Uczai ; equipe técnica: Wagner Marques Tavares (coord.), Alberto Pinheiro de Queiroz Filho [recurso eletrônico]. – Brasília : Câmara dos Deputados, Edições Câmara, 2012.
273 p. – (Série cadernos de altos estudos ; n. 10)

Acima do título : Câmara dos Deputados, Conselho de Altos Estudos e Avaliação Tecnológica.
ISBN 978-85-736-5974-0

1. Fonte renovável de energia, Brasil. 2. Desenvolvimento sustentável, Brasil. 3. Política energética, Brasil. I. Uczai, Pedro. II. Tavares, Wagner Marques. III. Queiroz Filho, Alberto Pinheiro de. IV. Série.

CDU 620.91(81)

ISBN 978-85-736-5973-3 (brochura)
ISBN 978-85-736-5974-0 (e-book)

Conselho de Altos Estudos e Avaliação Tecnológica

Presidente

Deputado Inocêncio Oliveira

Titulares

Ariosto Holanda
Arnaldo Jardim
Bonifácio de Andrada
Félix Mendonça Júnior
Jaime Martins
Jorge Tadeu Mudalen
Mauro Benevides
Newton Lima
Pedro Uczai
Teresa Surita
Waldir Maranhão

Suplentes

César Colnago
Fernando Marroni
Jesus Rodrigues
José Humberto
José Linhares
Luciana Santos
Miro Teixeira
Pastor Marco Feliciano
Paulo Foletto
Pedro Chaves

Secretário Executivo

Luiz Henrique Cascelli de Azevedo

Coordenação de Articulação Institucional

Paulo Motta

Coordenação da Secretaria

Márcio Coutinho Vargas

Conselho de Altos Estudos e Avaliação Tecnológica – CAEAT

Gabinete 566A – Anexo III
Câmara dos Deputados
Praça dos Três Poderes
CEP 70160-900
Brasília DF
Tel.: (61) 3215-8626
E-mail: caeat@camara.gov.br
www.camara.gov.br/caeat



SUMÁRIO

APRESENTAÇÃO _____	9
Deputado Marco Maia	
PREFÁCIO _____	11
Deputado Inocêncio Oliveira	
Nota Introdutória _____	15
Deputado Pedro Uczai	
RELATÓRIO _____	19
Fontes Renováveis de Energia no Brasil e no Mundo _____	21
1. Introdução: energia no mundo _____	21
2. Por que renováveis _____	22
2.1 Segurança energética _____	23
2.2 Desenvolvimento sustentável _____	24
2.3 Mudanças climáticas _____	25
2.3.1 Aumento da concentração de gases de efeito estufa _____	26
2.3.2 Evidências do aquecimento global _____	27
2.3.3 Consequências do aquecimento _____	29
2.3.4 Importância da mitigação _____	32
2.3.5 Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre a mudança do clima _____	33
2.3.6 Energias renováveis e mudanças climáticas _____	34
3. Políticas para fomentar as fontes renováveis de energia _____	35
3.1 Barreiras às fontes renováveis de energia _____	35
3.1.1 Falhas de mercado e barreiras econômicas _____	35
3.1.2 Barreiras de informação _____	36
3.1.3 Barreiras socioculturais _____	36
3.1.4 Barreiras institucionais e políticas _____	36
3.2 Políticas de incentivo às fontes renováveis _____	37



3.2.1	Pesquisa e desenvolvimento	38
3.2.2	Políticas para implantação de fontes renováveis	39
3.2.2.1	Incentivos fiscais	40
3.2.2.1.1	Subsídios diretos	40
3.2.2.1.2	Incentivos tributários	41
3.2.2.2	Mecanismos estatais de financiamento	42
3.2.2.3	Políticas regulatórias	43
4.	Principais fontes de energia renovável no mundo	46
4.1	Energia solar	46
4.1.1	Energia solar fotovoltaica	46
4.1.1.1	Tecnologia	46
4.1.1.2	Status	48
4.1.1.3	Preços	51
4.1.2	Energia termossolar	53
4.1.2.1	Tecnologia	53
4.1.2.2	Status	54
4.1.3	Energia solar termoelétrica	57
4.1.3.1	Tecnologias	57
4.1.3.2	Status	59
4.1.3.3	Custos	60
4.2	Biomassa para a produção de eletricidade e co-geração	61
4.2.1	Matérias-primas	61
4.2.2	Tecnologias	61
4.2.2.1	Queima conjunta	62
4.2.2.2	Queima em usinas dedicadas à biomassa	62
4.2.2.3	Gaseificação	63
4.2.2.4	Digestão anaeróbica	64
4.2.3	Status	64
4.3	Hidroeletricidade	65
4.3.1	Tecnologia	65
4.3.2	Status	67
4.3.3	Custos	69
4.4	Energia eólica	70
4.4.1	Tecnologia	70



4.4.2 Status	71
4.4.3 Custos	73
4.5 Energia geotérmica	74
4.6 Energia dos oceanos	75
5. Principais países e suas políticas	76
5.1 Introdução	76
5.2 Alemanha	77
5.3 Espanha	85
5.4 Estados Unidos	90
5.5 China	92
6. Energias renováveis no Brasil	94
6.1 Matriz energética nacional	94
6.2 Leis sobre fontes renováveis no Brasil (setor elétrico)	97
6.3 Energia elétrica	104
6.3.1 Energia hidráulica	105
6.3.2 Eletricidade da biomassa	109
6.3.2.1 Bagaço de cana-de-açúcar	109
6.3.2.2 Lixívia	111
6.3.2.3 Resíduos de madeira	111
6.3.2.4 Biogás	112
6.3.2.5 Casca de arroz	113
6.3.2.6 Capim elefante	113
6.3.2.7 Carvão vegetal	113
6.3.2.8 Óleo de palmiste	113
6.3.3 Energia eólica	114
6.3.4 Energia solar	116
6.3.4.1 Potencial solar brasileiro	116
6.3.4.2 Solar fotovoltaica	118
6.3.4.3 Energia termossolar	122
7. Conclusões finais	124
8. Referências	131
CONTRIBUIÇÕES ESPECIAIS	139
1. A Política Energética Atual e as Fontes Renováveis de Energia	141
Mauricio Tiomno Tolmasquim	



2. As Perspectivas da Geração Distribuída no Brasil _____	153
Rui Guilherme Altieri Silva e Marco Aurélio Lenzi Castro	
3. Os Microprovetimentos Hidráulicos e a Geração Descentralizada ____	173
Augusto Nelson Carvalho Viana e Fabiana Gama Viana	
4. Energia Solar Fotovoltaica no Brasil: Situação Atual e Perspectivas para Estabelecimento de Indústrias Apoiadas em Programas de P&D e Financiamento _____	193
Adriano Moehlecke e Izete Zanesco	
5. O Produto Biogás: Reflexões sobre sua Economia _____	213
Cícero Bley Jr.	
6. Fontes de Financiamento e Dificuldades para a Obtenção de Recursos para Projetos no Campo das Fontes Alternativas Renováveis de Energia na Região Sul do Brasil _____	235
Rogério Gomes Penetra	
PROPOSIÇÕES LEGISLATIVAS _____	251
Requerimento _____	253
Indicação Nº 2.935, de 2012 _____	254
Projeto de Lei Nº 3.924, de 2012 _____	258



APRESENTAÇÃO

A questão energética sempre esteve entre as preocupações do Conselho de Altos Estudos e Avaliação Tecnológica da Câmara dos Deputados. O primeiro livro desta coleção tratou, com grande êxito, da questão do biodiesel, num momento em que o tema ainda era visto como aposta incerta de cientistas visionários.

Ao focar o tema das energias renováveis, os *Cadernos de Altos Estudos*, mais uma vez, procuram iluminar uma questão que está entre as mais importantes para o futuro do País.

Ainda que a abundância de grandes rios conduza a uma opção preferencial pela energia hidrelétrica, não há dúvida, entre os estudiosos do assunto, de que é preciso diversificar nossa matriz energética, ampliando as opções que tenham pouco impacto sobre o meio ambiente.

O estímulo para novos investimentos em fontes alternativas de energia passa por oferta de recursos e de crédito e também pela definição de um marco legal compatível com as demandas de um novo paradigma tecnológico capaz de sustentar a ampliação do modelo nacional de produção de energia.

A complexa articulação desses problemas foi exposta de maneira clara e abrangente pelos textos que compõem mais esta contribuição do Conselho de Altos Estudos para o debate dos temas em destaque na agenda nacional.



O resultado que agora chega às mãos do público será muito útil para estimular a mudança de mentalidades, imprescindível para que as conclusões teóricas se transformem em decisões políticas.

Deputado Marco Maia

Presidente da Câmara dos Deputados



PREFÁCIO

Se existem setores em que o Brasil sente o peso de estruturas que devem ser modernizadas, a produção de energia é um deles. Ainda que o modelo vigente, tradicionalmente apoiado em grandes plantas geradoras, tenha cumprido seu papel, não há mais como fugir das evidências que apontam para a necessidade de criarmos formas alternativas de produção de energia renovável.

Se, por um lado, temos a sorte de dispor de imenso potencial hidrelétrico, por outro lado, vemos que o modelo atual precisa ser corrigido e adaptado para as necessidades das futuras gerações.

Temos procurado evoluir no plano educacional, na produtividade da indústria e da agricultura, na distribuição de renda e na estabilidade monetária. Chegou a hora de enfrentarmos a questão da energia, sem medo de testar a validade de velhos preconceitos, transformados em tabus por hábitos arraigados e interesses inconfessáveis.

A incorporação, à nossa matriz energética, de estruturas descentralizadas de geração de energia é um avanço necessário e irrefreável. Quanto mais cedo dermos esse passo, menores os custos para a sociedade e maiores os retornos para o projeto de desenvolvimento sustentável que todos desejam.

Não faz sentido impedir que um pequeno produtor rural produza energia a partir de biomassa e seja remunerado por esse produto. A verdade é que ele deve ser incentivado, de todas as formas, a completar esse projeto.



As dificuldades que enfrentamos para realizar uma mudança de paradigma são de natureza técnica e legal, mas, acima de tudo, cultural. Estamos acostumados a pensar em grandes projetos para hidrelétricas ou termelétricas e achamos que eles bastam para as necessidades brasileiras.

As pessoas que trabalham com a estrutura atual resistem a mudanças, porque temem o terreno desconhecido no qual a quantificação de variáveis não está definida e os resultados futuros não foram totalmente formatados.

Mas é preciso avançar. Se quisermos manter o atual perfil de nossa matriz energética – cerca de 45% de energia renovável, contra 13% na média mundial –, devemos atentar para os limites da produção hidrelétrica, que se tornarão mais evidentes no longo prazo.

A opção pela energia renovável decorre, entre outras coisas, dos efeitos nocivos das mudanças climáticas, da necessidade de segurança energética e da preferência pelo desenvolvimento sustentável.

Não podemos ignorar a questão ecológica urgente, cada vez mais prioritária na agenda internacional. Nem tampouco podemos deixar de criar fontes alternativas para diversificar e complementar a atual matriz energética.

Além disso, a descentralização da produção de energia tem um efeito altamente positivo sobre a economia, incentivando novas cadeias produtivas, com geração de emprego e renda em lugares onde pequenos ganhos produzem grandes resultados. A criação e desenvolvimento de tecnologias voltadas para as necessidades locais é uma questão estratégica para o País.

O Brasil possui as maiores reservas do mundo de silício, matéria-prima dos painéis fotovoltaicos. E, no entanto, não possui capacidade instalada para processar o minério, nem para produzir os equipamentos para captação de energia solar.

Esse exemplo confirma que, muitas vezes, o pequeno projeto de geração de energia é rentável ao longo do tempo, mas o produtor



não dispõe de recursos para o investimento inicial, o que, por sua vez, desestimula a produção de equipamentos.

Para romper esse círculo vicioso, precisamos ter uma ação efetiva em pelo menos três linhas de atuação: incentivos fiscais e tributários; linhas de financiamento, para quem produz e para quem compra a energia; e novo marco regulatório.

O incentivo à criação de uma rede de produção de energias alternativas renováveis é uma necessidade indiscutível para o desenvolvimento sustentável. Quanto antes colocarmos em prática os conceitos que norteiam essa conclusão inegável, mais rapidamente nos moveremos na direção de uma estrutura ágil e moderna, compatível com as expectativas da sociedade brasileira.

Deputado Inocêncio Oliveira

Presidente do Conselho de Altos Estudos e Avaliação Tecnológica



NOTA INTRODUTÓRIA

A todo o momento nos chegam notícias, muitas vezes dramáticas, que dão conta do agravamento das alterações climáticas causadas pelos desequilíbrios ecológicos provocados pelas atividades humanas. Essa realidade exige uma mobilização internacional que promova as mudanças necessárias para que o desenvolvimento da humanidade ocorra de maneira mais harmoniosa em relação ao meio ambiente.

Torna-se, portanto, inevitável a implantação de um novo paradigma, que implique a utilização de tecnologias modernas e limpas, antes pouco exploradas. Surgem, assim, novos mercados e, associadas a estes, novas cadeias produtivas.

Acreditamos que esta é uma oportunidade ímpar para que o Brasil aproveite esse raro processo de mudanças para adotar soluções que promovam a união do desenvolvimento tecnológico e econômico com a máxima inclusão social.

Nesse contexto, este estudo tem o objetivo de propor aprimoramentos na legislação brasileira, com a finalidade de superar barreiras e criar mecanismos de incentivo que contribuam para a utilização das fontes renováveis de energia de maneira diversificada e sustentável, valorizando as potencialidades regionais, o desenvolvimento tecnológico e a geração de empregos. Para tanto, procuramos examinar as tecnologias disponíveis, as políticas adotadas internacionalmente e os resultados obtidos, bem como a situação dessas fontes no Brasil e as normas jurídicas que disciplinam seu aproveitamento.



Para subsidiar os trabalhos, o Conselho de Altos Estudos e Avaliação Tecnológica realizou palestras com especialistas do setor energético e promoveu um seminário internacional. Além disso, apoiou o Fórum sobre Energias Renováveis e Consumo Responsável (IV Sustentar 2011), em Chapecó, Santa Catarina.

A primeira dessas atividades ocorreu no mês de maio de 2011, quando os pesquisadores da Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), Nivalde de Castro e Guilherme Dantas, realizaram apresentação denominada “Características da Expansão Hidroelétrica e a Necessidade de Implementação de Geração Complementar”. Nessa oportunidade, os especialistas mostraram a importância de se desenvolver o potencial das fontes renováveis no Brasil, com o propósito de complementar a geração das hidrelétricas, uma vez que as novas usinas, em geral, são a fio d’água, não possuindo reservatórios que possam compensar a variação sazonal das afluições hídricas.

Entre 29 e 31 de agosto de 2011, a 4ª edição do Fórum realizado em Chapecó colocou o debate sobre a sustentabilidade do planeta na agenda do parlamento catarinense. No decorrer do evento, foram apresentadas palestras referentes a questões regulatórias e legais concernentes às fontes renováveis de energia, bem como experiências de sua utilização na China, Índia e Portugal.

Em 14 de setembro de 2011, o Conselho de Altos Estudos e Avaliação Tecnológica promoveu, no Auditório Nereu Ramos da Câmara dos Deputados, o “Seminário Internacional Fontes Renováveis de Energia”, que contou com a participação das maiores autoridades do planejamento energético brasileiro, além de proeminentes técnicos, nacionais e internacionais, que militam no campo das energias renováveis. Foram debatidos os temas:

- política energética e as fontes renováveis de energia;
- desafios para a inserção da geração descentralizada no sistema elétrico brasileiro;



- pesquisa e desenvolvimento em energias renováveis no Brasil;
- financiamento das fontes alternativas no Brasil.

As palestras e os debates realizados no encontro foram bastante ricos e reveladores. O secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético do Ministério de Minas e Energia, Sr. Altino Ventura Filho, por exemplo, noticiou que o governo federal está prestes a definir os caminhos do aproveitamento da energia solar no Brasil. O presidente da Empresa Brasileira de Pesquisa Energética (EPE), Dr. Maurício Tolmasquim, por sua vez, informou que “os dois milhões de casas que serão construídas no Minha Casa, Minha Vida, todas terão coletores solares”. Essa autoridade avaliou, ainda, que o aproveitamento da energia fotovoltaica nas residências brasileiras já é competitivo, pois seus custos são equivalentes às tarifas de energia elétrica, quando somados os impostos incidentes. Já o Dr. Adriano Moehlecke, professor do Núcleo de Tecnologia e Energia Solar da PUC do Rio Grande do Sul, a partir de sua experiência na construção de laboratório e planta piloto para a fabricação de módulos fotovoltaicos, e da elaboração de um plano de negócios para essa atividade, afirmou que é viável produzir células solares no Brasil.

As exposições apresentaram grande convergência com os objetivos do presente estudo e originaram artigos técnicos, de mais alta qualidade, incluídos como anexos a esta publicação.

Por fim, assinalamos que o Conselho de Altos Estudos recebeu, no mês de março último, uma comitiva portuguesa, composta por técnicos e autoridades locais. Eles relataram a experiência de sucesso do município de Moura, no campo da energia solar fotovoltaica, que alia desenvolvimento tecnológico, econômico e social com a produção de energia limpa.

As atividades mencionadas e o estudo técnico realizado, que é apresentado adiante, levaram à elaboração de um projeto de lei que busca fomentar as fontes renováveis e de uma indicação ao Poder Executivo Federal, sugerindo, no mesmo sentido, algumas medidas que se inserem em sua área de competência.



Com este trabalho, acreditamos poder contribuir para o desenvolvimento, no Brasil, de uma matriz energética cada vez mais sustentável e esperamos ainda ajudar a inspirar os parlamentares, os membros do Poder Executivo das diversas esferas da União e os cidadãos a juntos caminharmos nessa direção.

Deputado Pedro Uczai

Relator

**FONTES RENOVÁVEIS
DE ENERGIA NO
BRASIL E NO MUNDO**

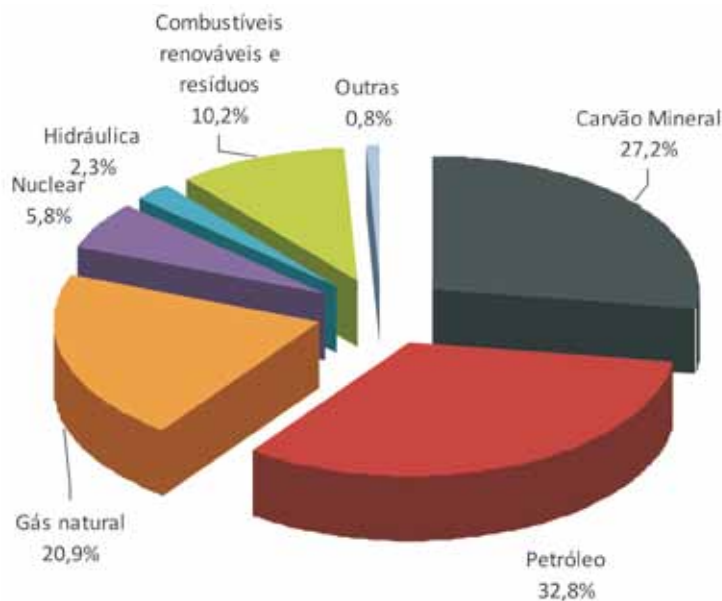
Fontes Renováveis de Energia no Brasil e no Mundo

1. INTRODUÇÃO: ENERGIA NO MUNDO

A oferta de energia primária no mundo compõe-se de 13% de fontes renováveis e 87% não renováveis (IEA, 2011a).

A distribuição relativa dessas fontes é apresentada na Figura 1.1. Pode-se verificar o predomínio do petróleo, carvão mineral e do gás natural como principais energéticos utilizados no mundo.

Figura 1.1 – Oferta primária de energia no mundo (2009)



Fonte: IEA, 2011a

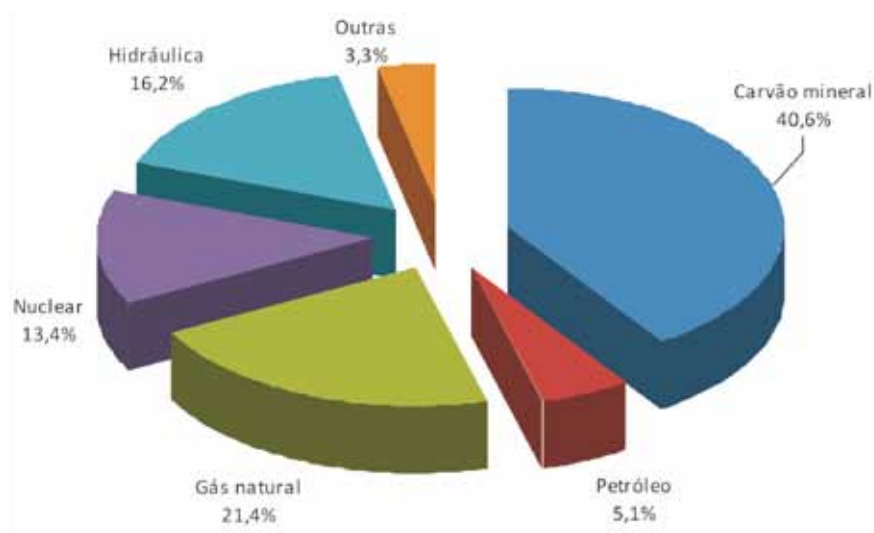
Entre as fontes renováveis, a principal refere-se a combustíveis e resíduos, que corresponde a cerca de 10% das fontes primárias. Nessa categoria, cerca de 67% corresponde à utilização de lenha para



aquecimento e cocção de alimentos nas residências dos países em desenvolvimento, caracterizada por baixa eficiência.

Quanto à geração de energia elétrica, a participação das fontes renováveis correspondeu, em 2009, a 19,5%. A participação de cada uma das fontes na produção de eletricidade é apresentada na Figura 1.2, que mostra o predomínio do carvão mineral e do gás natural. Entre as fontes renováveis, destaca-se a energia hidráulica.

Figura 2.2 – Geração de energia elétrica no mundo (2009)



Fonte: IEA, 2011a

Esse quadro de predomínio dos combustíveis fósseis na matriz energética mundial fez surgir duas preocupações principais, especialmente entre os países mais desenvolvidos. São elas as questões relacionadas à segurança energética e à mitigação das mudanças climáticas, que serão abordadas a seguir.

2. Por que renováveis

Nesse contexto de preocupações com a segurança energética e mudanças climáticas, a implantação de fontes renováveis é essencial. Pela menor concentração dos recursos naturais utilizados como fontes renováveis, elas são capazes de prover maior segurança energética aos países que as utilizam, e seu aproveitamento em maior escala é um dos principais instrumentos de combate às mudanças climáticas decorrentes da elevação dos gases de efeito estufa na atmosfera.



Mas além de prover esses benefícios, as fontes de energia renováveis, se implantadas apropriadamente, podem também contribuir para o desenvolvimento social e econômico, para a universalização do acesso à energia e para a redução de efeitos nocivos ao meio ambiente e à saúde (IPCC, 2011).

2.1 Segurança energética

No que se refere à segurança energética, é preciso considerar que existe uma certa dissonância entre a localização das maiores reservas de fontes fósseis e os maiores centros de consumo, especialmente quanto ao petróleo e gás natural. Assim, observa-se que as principais economias mundiais são fortemente dependentes da importação de energia, como mostrado na Tabela 2.1, o que torna suas economias mais vulneráveis a choques de preços e de oferta. A produção de energia renovável a partir de fontes locais contribui para minimizar a exposição causada por essa dependência externa de energia.

A utilização de fontes renováveis pelos países pobres e em desenvolvimento também lhes proporciona importantes benefícios, como proteção contra choques de oferta ou o impacto de eventuais elevações de preços de energéticos importados em suas balanças de pagamento. Quênia e Senegal, por exemplo, comprometem mais da metade de seus ganhos com exportações na importação de energia, enquanto a Índia compromete 45% (IPCC, 2011).

Tabela 2.1 – Dependência externa de energia

País	Produção de Energia (MTep ¹)	Importação de Energia (MTep)	Participação das Importações
Itália	27	141	84%
Japão	94	384	80%
Espanha	30	111	78%
Alemanha	127	203	62%
França	130	134	51%
Estados Unidos	1.686	559	25%
Reino Unido	159	55	26%

¹ MTep: milhões de toneladas equivalentes de petróleo.

Fonte: IEA, 2011a



2.2 Desenvolvimento sustentável

O termo “Desenvolvimento Sustentável” foi popularizado por meio do relatório “Nosso Futuro Comum”, publicado, em 1987, pela Comissão Mundial sobre Meio Ambiente e Desenvolvimento, da Organização das Nações Unidas (ONU).

Esse documento, também conhecido como “Relatório Brundtland”, estabeleceu a definição clássica para o desenvolvimento sustentável como sendo “o desenvolvimento que satisfaz as necessidades presentes, sem comprometer a capacidade das gerações futuras de suprir suas próprias necessidades”.

A aceitação do relatório pela Assembleia Geral da ONU deu ao termo relevância política e, em 1992, na Conferência das Nações Unidas sobre o Meio Ambiente e o Desenvolvimento, a Rio 92, os chefes de Estado presentes definiram os princípios do desenvolvimento sustentável.

O desenvolvimento sustentável possui três componentes principais, que são o desenvolvimento econômico, a equidade social e a proteção ambiental (ONU, 2010).

A partir desses conceitos, verifica-se que, para a obtenção do desenvolvimento sustentável, torna-se essencial a utilização de fontes renováveis de energia, uma vez que as fontes fósseis não possuem os requisitos necessários para se enquadrarem nessa definição.

As fontes renováveis podem contribuir para o desenvolvimento social e econômico, acesso à energia, segurança energética, mitigação das mudanças climáticas e redução de problemas ambientais e de saúde causados pela poluição do ar, alcançando, assim, todas as dimensões do desenvolvimento sustentável.

Os índices de desenvolvimento humano estão diretamente correlacionados ao consumo *per capita* de energia. O acesso a fontes energéticas de qualidade e confiáveis é essencial para a redução da pobreza e elevação dos níveis de bem-estar (ONU, 2011a).

A utilização de fontes renováveis para a universalização do acesso à energia apresenta diversos benefícios econômicos e sociais. O custo da



energia assim obtida pode ser inferior à energia originada dos combustíveis fósseis. Áreas rurais mais distantes podem ser energeticamente supridas de forma mais competitiva utilizando-se as fontes limpas. Divisas podem ser economizadas com a redução da importação de combustíveis fósseis e redirecionadas para outros fins, como a aquisição de bens de capital de alta tecnologia.

Além disso, as energias renováveis são mais efetivas na geração de empregos, em comparação com a produzida a partir de fontes fósseis, podendo criar quase quatro vezes mais empregos (Pollin et al., 2008). Muitos países, como China, Coreia, Japão e Estados Unidos, têm destacado em seus programas de desenvolvimento verde a implantação das energias renováveis como importante medida para a criação de empregos (IPCC, 2011).

A utilização de energias renováveis pode também contribuir para a redução da poluição de recursos hídricos, como demonstra a experiência que Itaipu realiza no Estado do Paraná, em conjunto com a Companhia Paranaense de Energia Elétrica (COPEL), como mostra o artigo “O Produto Biogás: reflexões sobre sua economia”, anexo à presente publicação. A produção de energia renovável pelos produtores rurais traz ainda a vantagem de gerar renda e emprego com melhor distribuição de renda e fixação do homem no campo, evitando o agravamento dos problemas decorrentes do inchaço das grandes metrópoles.

É de se destacar que a ONU escolheu 2012 como o Ano Internacional da Energia Sustentável para Todos. Esse tema deverá ser uma das importantes questões a serem debatidas no âmbito da Conferência das Nações Unidas sobre Desenvolvimento Sustentável, a Rio +20, a se realizar em junho deste ano no Brasil.

2.3 Mudanças climáticas

Em 1988, o Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente (PNUMA) e a Organização Meteorológica Mundial (OMM), órgãos vinculados à ONU, criaram o Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (IPCC), com o propósito de fornecer aos governos do mundo uma visão científica sobre o comportamento do clima global.

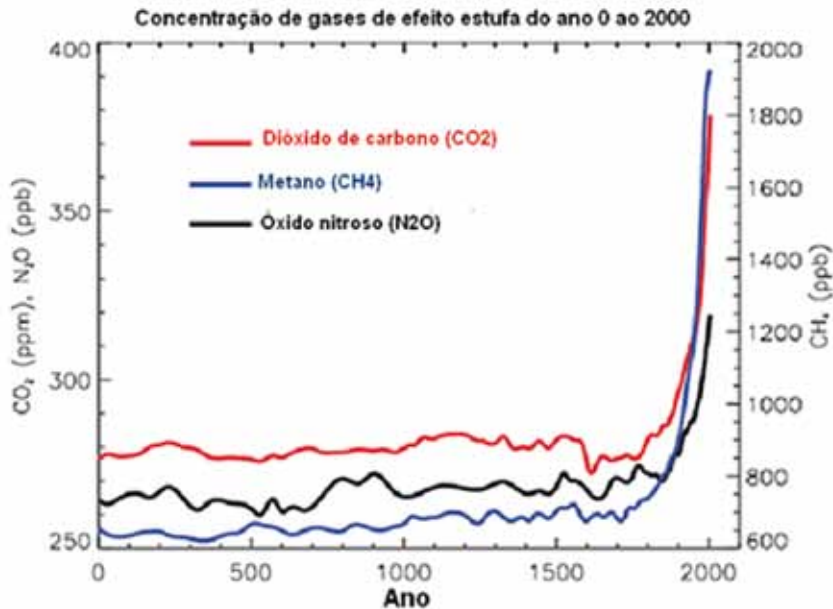


O Painel passou, então, a elaborar relatórios periódicos de avaliação sobre o clima. O primeiro deles foi publicado em 1990, seguido de outros nos anos de 1995, 2001 e 2007. As principais conclusões desses trabalhos serão apresentadas a seguir, uma vez que a ampliação do aproveitamento das fontes renováveis de energia é um dos principais instrumentos de mitigação dessas alterações do clima, como se verá adiante.

2.3.1 Aumento da concentração de gases de efeito estufa

De acordo com os estudos publicados pelo IPCC, as emissões resultantes das atividades humanas estão aumentando substancialmente a concentração atmosférica de gases associados ao efeito estufa (Figura 2.3). Esses gases são dióxido de carbono, metano, clorofluorcarbonos (CFCs) e o óxido nitroso. O aumento de concentração, de acordo com o IPCC, soma-se ao efeito estufa natural, resultando em um aquecimento médio adicional da superfície da Terra (IPCC, 1990).

As emissões anuais de gases de efeito estufa aumentaram em 70% entre 1970 e 2004. A concentração atmosférica de óxido nitroso, metano e gás carbônico tem-se elevado, desde 1750, em decorrência das emissões antropogênicas e hoje superam, em muito, os valores pré-industriais. As concentrações de gás carbônico e metano superaram, com ampla margem, a faixa de variação natural dos últimos 650 000 anos. O aumento da concentração de gás carbônico deve-se principalmente ao uso de combustíveis fósseis, sendo que as mudanças no uso da terra também causaram uma contribuição significativa. É muito provável que a elevação dos níveis de metano observada seja, predominantemente, devida à agricultura e aos combustíveis fósseis. Já o aumento da quantidade de óxido nitroso é causado, principalmente, pela agricultura (IPCC, 2007).

Figura 2.3 – Variação da Concentração de Gases de Efeito Estufa

Fonte: IPCC, 2007

2.3.2 Evidências do aquecimento global

O aquecimento do sistema climático já se tornou inequívoco, evidenciado por observações do aumento das temperaturas médias do ar e dos oceanos, do derretimento generalizado de neve e gelo e da elevação do nível médio dos oceanos (IPCC, 2007).

De acordo com o último relatório de avaliação do IPCC, de 2007, onze dos doze anos entre 1995 e 2006 classificaram-se entre os doze anos mais quentes entre todos os registros da temperatura superficial da Terra desde 1850.

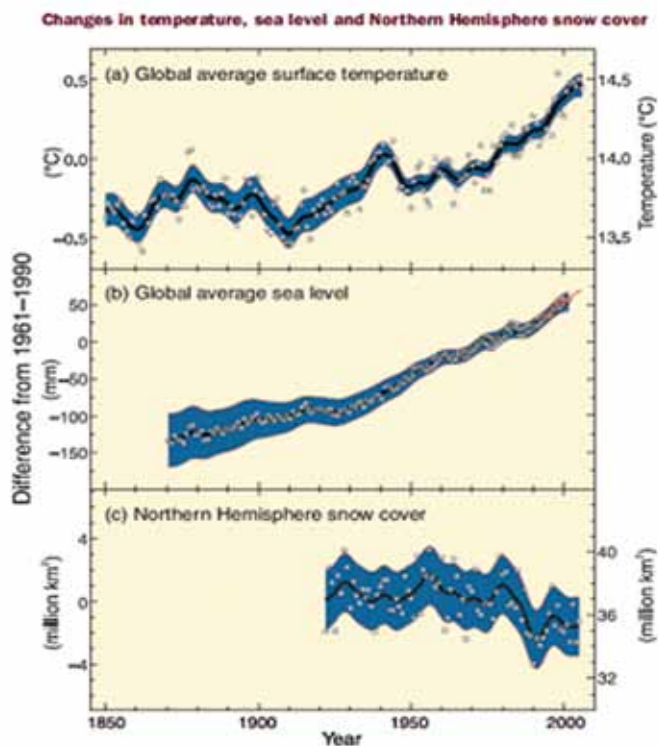
Conforme esse mesmo documento, observações feitas, desde 1961, mostram que a temperatura média global dos oceanos aumentou até profundidades de, pelo menos, 3 000 metros e que os oceanos têm absorvido mais de oitenta por cento do calor adicionado ao sistema climático global.

De maneira consistente com o aquecimento do clima global, a elevação do nível dos oceanos alcançou uma taxa média de 1,8 milímetros por ano, entre 1961 e 2003 (Figura 2.4). Informações colhidas por satélites desde 1978, por sua vez, mostram que a extensão anual de gelo do oceano Ártico tem se reduzido em 2,7% por década. As geleiras



em montanhas e a cobertura média por neve também têm diminuído em ambos os hemisférios.

Figura 2.4 – Mudanças de Temperatura, nível do mar e cobertura de neve no hemisfério norte

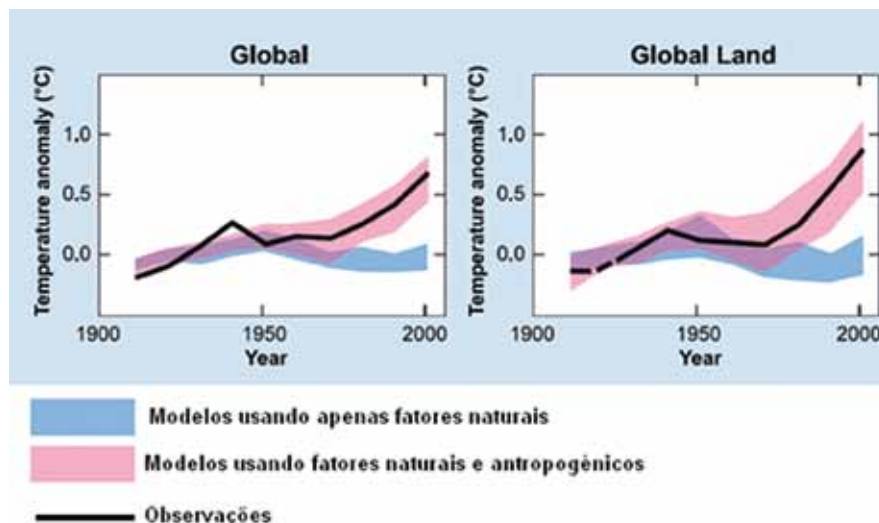


Fonte: IPCC, 2007

Estudos desenvolvidos por meio de modelos climáticos indicaram que as temperaturas globais, quando as simulações computadorizadas não utilizavam os fatores decorrentes da atividade humana, teriam sido inferiores às efetivamente observadas a partir de 1950 (Figura 2.5).

Esses estudos apontam, assim, para uma relação de causa e efeito entre as emissões de gases de efeito estufa pelo homem e o aquecimento global.

Figura 2.5 – Simulação dos fatores antrópicos no aquecimento do clima global



Fonte: IPCC, 2007

É projetado que o aquecimento do clima causado pelo homem e a elevação do nível dos oceanos perdurem por séculos, devido às escalas de tempo associadas aos processos climáticos, mesmo que as concentrações de gases de efeito estufa sejam estabilizadas.

2.3.3 Consequências do aquecimento

As conclusões do IPCC, 2007, demonstram diversas consequências decorrentes do aquecimento global, e são mencionadas a seguir.

Evidências observadas em todos os continentes e na maior parte dos oceanos mostram que muitos sistemas naturais estão sendo afetados por mudanças climáticas regionais, particularmente por elevações de temperatura. São também perceptíveis a ocorrência de temperaturas extremas e mudanças nos padrões de vento.

Com as medidas de mitigação de mudanças climáticas atuais, é de se esperar que as emissões globais de gases de efeito estufa continuarão a crescer nas próximas décadas. Esse padrão de emissão, ou um superior a ele, deverão causar mais aquecimento e mudanças climáticas neste século que o observado durante o século XX.



É bastante provável que eventos extremos, como maiores temperaturas máximas, ondas de calor e grandes precipitações, tornar-se-ão mais frequentes.

De acordo com uma gama de modelos climáticos, é esperado que os ciclones tropicais futuros – tufões e furacões –, associados ao aumento de temperatura da superfície tropical dos oceanos, tornar-se-ão mais intensos, com ventos mais fortes e maiores precipitações.

A capacidade de muitos ecossistemas de se adaptarem às mudanças climáticas provavelmente será excedida neste século, em razão de uma combinação inédita de alterações climáticas associadas a distúrbios – como inundações, secas, incêndios florestais, insetos e acidificação dos oceanos – e outros vetores de mudanças – como mudanças no uso da terra, poluição, fragmentação de sistemas naturais e sobre-exploração de recursos.

Figura 2.6 – Furacão Catarina (2004)



Fonte: Nasa

Para cenários de elevação de temperatura acima de 1,5°C, até o final do século, é esperado grande número de extinção de espécies, perda de biodiversidade e consequências adversas no abastecimento de alimentos e de água.



As áreas costeiras, geralmente as mais densamente povoadas, estarão expostas a riscos crescentes, como erosão e inundações devidas à elevação do nível do mar e a eventos climáticos extremos.

Estima-se que as condições de saúde de milhões de pessoas serão prejudicadas por doenças relacionadas a eventos extremos, como secas, inundações e aumento de poluição do ar.

É esperado que as mudanças climáticas exacerbem as pressões sobre os recursos hídricos. As mudanças na temperatura e nos padrões de precipitação, ao alterarem os regimes hídricos, deverão levar ao aumento das vazões em algumas regiões e à redução em outras.

Há também confiança de que muitas áreas semiáridas, inclusive a região Nordeste do Brasil, terão a disponibilidade de recursos reduzida devido à mudança do clima global.

O incremento da frequência e severidade das inundações e secas tem o potencial de prejudicar o desenvolvimento sustentável. As temperaturas mais elevadas deverão afetar as propriedades físicas, químicas e biológicas dos rios e lagos de água doce, alterando seus ecossistemas e prejudicando a qualidade da água. Nas regiões costeiras, as restrições hídricas deverão ser agravadas com o aumento da salinização de fontes de água subterrâneas.

Na América Latina é esperado que a elevação de temperatura e a diminuição da água no solo levem a gradual substituição de florestas tropicais por savanas no leste da Amazônia. Áreas de vegetação semiárida tenderão a apresentar cada vez mais vegetação característica de locais áridos. Existe o risco de perda de biodiversidade pela extinção de espécies em muitas áreas tropicais. Além disso, é esperado que mudanças nos padrões de precipitação e o desaparecimento de glaciares afetem significativamente a disponibilidade de água para consumo humano, agricultura e geração de energia.

Existe ainda a preocupação adicional de que o aquecimento provocado pelo homem produza danos que sejam abruptos ou irreversíveis, dependendo da velocidade e magnitude da mudança do clima global. A perda parcial de camadas de gelo polar somada à expansão térmica



dos oceanos em escalas de tempo maiores poderia implicar em metros de elevação do nível do mar, com inundação de áreas baixas, deltas de rios e ilhas. Se a elevação média de temperatura exceder 3,5°C, as projeções dos modelos sugerem a extinção de significativo número de espécies por todo o planeta.

2.3.4 Importância da mitigação

Uma eventual decisão global de manter os níveis de emissão atuais poderá levar a mudanças climáticas de grande magnitude, excedendo, no longo prazo, nossa capacidade de adaptação, bem como a dos ecossistemas naturais.

Entretanto, muitos dos efeitos adversos das mudanças climáticas podem ser atrasados, reduzidos ou evitados por meio de medidas mitigatórias, que implicam na remoção de barreiras e na implantação de políticas adequadas.

O IPCC considera como cenário mais benéfico de estabilização do nível de gases de efeito estufa na atmosfera uma elevação de temperatura média do clima de 2 a 2,4°C, com 0,4 a 1,4 metros de elevação do nível do mar, apenas pela expansão térmica, isto é, sem incluir o efeito de derretimento de geleiras. Para esse cenário, o pico de emissão ocorreria entre os anos de 2000 e 2015.

Passando por cenários intermediários, o cenário mais pessimista aponta para uma elevação de temperatura de 4,9 a 6,1°C, com um aumento no nível do mar, por efeito de dilatação térmica, de 1,0 a 3,7 metros.

O IPCC considera que, provavelmente, os cenários mais favoráveis de estabilização podem ser atingidos pela aplicação de um conjunto de tecnologias já disponíveis ou que deverão ser comercializadas nas próximas décadas, considerando a utilização de mecanismos de incentivo adequados.

Todavia, a postergação das medidas e investimentos necessários poderá levar os níveis de gases de efeito estufa a valores elevados, que dificultariam a consecução de níveis de estabilização mais baixos e aumentariam o risco de ocorrência de impactos adversos mais graves.



Sendo assim, é essencial que as decisões políticas sejam tomadas rapidamente e que as políticas efetivas de mitigação sejam implantadas nas próximas duas a três décadas.

De acordo com o World Energy Outlook 2011 (IEA, 2011b), o mais importante relatório anual da Agência Internacional de Energia, não podemos mais protelar qualquer ação destinada a lutar contra as alterações climáticas, se quisermos alcançar, a um preço razoável, o objetivo de limitar o aumento médio global da temperatura a 2°C. De acordo com esse documento, que analisa as perspectivas energéticas no mundo, a implementação dos compromissos já assumidos pelos governos mundiais é suficiente apenas para limitar o aumento de temperatura em 3,5°C. Por outro lado, mantidas unicamente as políticas hoje já implantadas, a expectativa é de que a temperatura média global se eleve em 6°C no longo prazo.

2.3.5 Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre a mudança do clima

A publicação do primeiro relatório de avaliação do clima pelo IPCC, em 1990, motivou a celebração da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre a Mudança do Clima (UNFCCC), que foi aberta para assinaturas durante a Rio 92.

A UNFCCC entrou em vigor em 1994, tendo sido ratificada por 195 países, sendo, portanto, quase universal. O principal objetivo da convenção é atingir uma estabilização das concentrações de gases de efeito estufa em níveis que previnam perigosas interferências antropogênicas com o sistema climático. A convenção estabelece, ainda, que esse nível deve ser alcançado em prazo suficiente para permitir aos ecossistemas adaptarem-se naturalmente à mudança no clima; assegurar que a produção de alimentos não será ameaçada; e possibilitar que o desenvolvimento econômico prossiga de maneira sustentável (ONU, 1992).

Para promover a implementação dos objetivos da convenção, foi adotado o Protocolo de Kyoto, que instituiu metas objetivas de redução das emissões de gases de efeito estufa.



O protocolo definiu metas compulsórias de redução de emissões apenas aos países chamados desenvolvidos, seguindo os princípios da convenção, que reconhece que essas nações são responsáveis, em grande parte, pelos níveis elevados de gases de efeito estufa na atmosfera, resultantes de mais de 150 anos de atividade industrial.

O Protocolo de Kyoto foi adotado em dezembro de 1997, mas, devido a um complexo processo de ratificação, entrou em vigor apenas em 16 de fevereiro de 2005. Em geral, as metas compreendem uma redução média de emissões, em relação às 1990, de cinco por cento, no decorrer do período de cinco anos entre 2008 e 2012 (ONU, 2011b).

O Protocolo de Kyoto instituiu também o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL), que permite que países com metas compulsórias possam cumpri-las por intermédio de projetos de redução de emissões implantados em países em desenvolvimento. Esse processo ocorre por meio da aquisição de certificados de redução de emissões, os denominados créditos de carbono.

Além desses acordos internacionais é importante mencionar a iniciativa da União Europeia para redução de emissões. Em dezembro de 2008, os dirigentes do bloco aprovaram um pacote de medidas que visa reduzir em, pelo menos, 20% as emissões de gases de efeito estufa até 2020 (em comparação com níveis de 1990), aumentar a participação das energias renováveis para 20% e fazer baixar em 20% o consumo total de energia (em comparação com as tendências até então projetadas). Para fomentar uma maior utilização de energias renováveis, ficou igualmente acordado que os biocombustíveis, a eletricidade e o hidrogênio deveriam representar 10% da energia utilizada nos transportes (IE, 2011).

2.3.6 Energias renováveis e mudanças climáticas

De acordo com Rogner et al., 2007, a maior parte das emissões antropogênicas de gases de efeito estufa decorre da utilização de combustíveis fósseis, sendo que a contribuição do setor energético, em 2005, foi de 65% dessas emissões (Tolmasquim, 2011a).



Portanto, a redução das emissões com o propósito de mitigar as mudanças climáticas passa, necessariamente, por significativa redução das emissões decorrentes da queima de combustíveis fósseis.

Essa redução pode ser obtida pela diminuição do consumo de energia, pelo aumento da eficiência energética e pelo crescimento da participação das fontes renováveis de energia na matriz energética mundial.

Esta publicação tratará essencialmente do objetivo relacionado às fontes renováveis, sem, entretanto, contemplar o uso dos biocombustíveis, por questão de limitação de escopo.

3. POLÍTICAS PARA FOMENTAR AS FONTES RENOVÁVEIS DE ENERGIA

Para que a participação das fontes renováveis de energia cresça na velocidade desejada para se atingir os objetivos do desenvolvimento sustentável, segurança energética e combate às mudanças climáticas é preciso superar diversas barreiras.

3.1 Barreiras às fontes renováveis de energia

Entre as barreiras ao desenvolvimento das fontes renováveis de energia estão as falhas de mercado e barreiras econômicas, barreiras de informação e conscientização, barreiras socioculturais e as barreiras institucionais e políticas (IPCC, 2011).

3.1.1 Falhas de mercado e barreiras econômicas

No caso das energias alternativas, as falhas de mercado e barreiras econômicas podem se apresentar em situações como:

- externalidades negativas ou positivas não precificadas, como emissão de poluentes e de gases de efeito estufa;
- investimentos iniciais elevados, como, por exemplo, o custo de aquisição de painéis fotovoltaicos, que serão amortizados em vinte anos ou mais;



- riscos econômicos associados à utilização de novas tecnologias, ainda não maduras;
- baixa demanda inicial, que impede a obtenção de ganhos de escala e mantém elevado o custo das novas tecnologias.

Devido aos custos iniciais elevados de algumas tecnologias, uma questão crucial é a obtenção de apoio financeiro pelos empreendedores. Todavia, as instituições financeiras, normalmente, preferem disponibilizar recursos para grandes projetos energéticos, tendo dificuldade em prover capital a maior número de empreendimentos de escala mais reduzida.

3.1.2 Barreiras de informação

As barreiras de informação, por sua vez, decorrem, por exemplo, da falta de dados referentes aos potenciais energéticos solares, eólicos, geotérmicos e hidráulicos. A falta de profissionais capacitados para promover a instalação, operação e manutenção de fontes renováveis representa também importante barreira a ser superada.

3.1.3 Barreiras socioculturais

As barreiras socioculturais referem-se à aceitação das novas tecnologias pelo público, como, por exemplo, a influência estética da instalação de painéis solares nos telhados de residências, ou a aceitação da modificação da paisagem natural provocada pela instalação de turbinas eólicas.

3.1.4 Barreiras institucionais e políticas

Quanto às barreiras institucionais e políticas, um exemplo é a resistência das indústrias tradicionais em aceitar uma perda de participação no mercado de energia. As grandes empresas desse setor, tanto no campo da energia elétrica, petróleo, gás natural, ou mesmo biocombustíveis, podem opor forte resistência à produção descentralizada de energia renovável. Essas empresas, geralmente, preferem operar por meio de sistemas centralizados e de elevada densidade energética.



As normas que regulamentam as atividades energéticas, muitas vezes, foram elaboradas para atender a tais sistemas centralizados e podem apresentar restrições ao aproveitamento de fontes renováveis, especialmente quanto à produção descentralizada de energia em pequena escala.

Além disso, os órgãos de planejamento e regulação das indústrias de energia precisam adequar sua cultura interna, anteriormente focada nas formas tradicionais de produção e distribuição de energia, para que passem a considerar, apropriadamente, as diversas modalidades de fontes renováveis disponíveis.

3.2 Políticas de incentivo às fontes renováveis

Para superar as barreiras mencionadas e promover o aumento da participação das fontes renováveis torna-se imprescindível a adoção de políticas que estimulem mudanças no funcionamento dos sistemas energéticos tradicionais. Com esse propósito, atualmente, mais de 115 países utilizam algum tipo de política para promover o desenvolvimento das fontes renováveis de energia (IEA, 2011c).

As políticas para promoção de pesquisa, desenvolvimento e implantação de fontes renováveis, geralmente, são classificadas em três categorias (IPCC, 2011 e IEA, 2011c):

- Incentivos fiscais: correspondem à aplicação de recursos públicos que não serão reembolsados, incluindo mecanismos tributários, como reduções de alíquotas, isenções, deduções e créditos tributários, bem como a concessão de subsídios;
- Mecanismos estatais de financiamento: aplicação de recursos públicos com expectativa de retorno financeiro, incluindo a concessão de financiamentos, garantias e participação societária em empreendimentos;
- Políticas regulatórias: estabelecimento de regras que devem ser obedecidas pelos agentes regulados.



3.2.1 Pesquisa e desenvolvimento

Para promoção de pesquisa e desenvolvimento no campo das fontes renováveis é importante a participação direta do setor público, assim como a adoção de mecanismos que também estimulem a participação do setor privado.

A participação do setor público, realizando diretamente as atividades de pesquisa ou as financiando, é essencial para suprir falhas de mercado.

A participação da iniciativa privada nos estágios iniciais de desenvolvimento de algumas tecnologias é improvável, especialmente quando não se sabe ainda se alcançarão a fase de comercialidade. Além disso, os prazos necessários para a realização de todas as etapas de pesquisa e desenvolvimento podem ser mais extensos que o requerido pelas empresas privadas para a obtenção de retorno financeiro de seus projetos. As incertezas relacionadas ao mercado de energia no futuro, muito influenciado por decisões políticas, podem também desestimular as empresas a investirem em pesquisa e desenvolvimento (IPCC, 2011).

O Relatório Especial do IPCC sobre Energias Renováveis e Mitigação das Mudanças Climáticas – SRREN (IPCC, 2011) apresenta diversos mecanismos que podem ser aplicados para fomentar pesquisa e desenvolvimento em energias renováveis, que incluem a utilização de incentivos fiscais ou financiamentos públicos.

O financiamento de pesquisas acadêmicas com recursos públicos pode estimular o incremento do nível de conhecimento em determinado tema, que poderá ser utilizado no desenvolvimento de novas aplicações.

Incubadoras podem ser criadas com a finalidade de prover apoio gerencial e ajudar na obtenção de recursos financeiros a empresas embrionárias que utilizam novas tecnologias no campo das energias renováveis.



Centros de pesquisa em energias renováveis financiados com recursos públicos podem ser implantados e as inovações lá desenvolvidas podem ser repassadas às empresas, de forma onerosa ou gratuita.

Premiações que incentivem o desenvolvimento de inovações na área das energias renováveis podem ser distribuídas.

Podem ser ainda criados mecanismos que permitam que as despesas incorridas nas atividades de pesquisa e desenvolvimento em fontes renováveis sejam abatidas da base de cálculo de determinados tributos, ou que sejam utilizadas como crédito tributário a ser abatido no montante de impostos devidos.

Parcerias público-privadas para inovação em fontes limpas podem ser realizadas com o propósito de repartir custos relacionados a pesquisas e desenvolvimento, com a aplicação de recursos públicos a fundo perdido.

Outra alternativa é a implantação de mecanismos de provimento de fundos públicos a projetos de pesquisa, desenvolvimento e demonstração, que deverão ser reembolsados apenas no caso de sucesso na comercialização da propriedade intelectual ou na exploração da tecnologia desenvolvida.

No fomento à pesquisa e desenvolvimento em fontes renováveis, instituições públicas podem participar como sócias em empresas constituídas para aplicar o resultado de pesquisas em produtos comerciais.

3.2.2 Políticas para implantação de fontes renováveis

Assim como para o caso do fomento de ciência e tecnologia, são muitos os mecanismos potencialmente aplicáveis para estimular a implantação de empreendimentos que utilizam as fontes renováveis de energia. O SRREN (IPCC, 2011) apresenta diversas possibilidades no que concerne a incentivos fiscais, mecanismos estatais de financiamento e políticas regulatórias.



3.2.2.1 Incentivos fiscais

Os incentivos fiscais contribuem para reduzir os custos e riscos relacionados aos investimentos em energias renováveis, reduzindo os investimentos iniciais e custos de produção ou elevando o valor recebido pela energia renovável produzida. Dessa forma, podem ser compensadas ou minimizadas as desvantagens das energias renováveis em relação às fontes tradicionais, decorrentes das falhas de mercado e barreiras econômicas.

Entre os mecanismos classificados como incentivos fiscais estão os subsídios diretos e os incentivos tributários.

3.2.2.1.1 Subsídios diretos

Entre os subsídios diretos estão os subsídios de capital e o pagamento governamental pela energia produzida.

Entre os subsídios de capital, estão as subvenções e os descontos. As subvenções são recursos concedidos, antecipadamente, para formação do capital necessário para a realização dos investimentos iniciais. Já os descontos são reembolsos promovidos após a realização dos investimentos.

Pelo menos 52 países oferecem algum tipo de subsídio de capital (REN21, 2011), que são aplicados, por exemplo, na aquisição de aquecedores solares de água ou painéis fotovoltaicos. Como os beneficiários desses incentivos, geralmente, dispõem de poucos recursos, esses mecanismos são mais apropriados para instalações que requerem investimento significativo, mas possuem custos de operação reduzidos (IPCC, 2011).

Esses mecanismos, portanto, são utilizados contra a barreira referente aos investimentos iniciais elevados. Entretanto, contribuem também para o crescimento da demanda, favorecendo a obtenção de ganhos de escala na fabricação e comercialização dos equipamentos para a produção de energia renovável.

Outra forma de subsídio direto é o pagamento governamental pela energia produzida, que contribui para redução dos riscos econômicos



associados às novas tecnologias, uma vez que permite ou facilita a cobertura dos custos operacionais e financeiros dos empreendimentos.

Esses instrumentos têm a vantagem de favorecer diferentes faixas de rendas de pessoas físicas ou jurídicas e de serem também efetivos durante os períodos de retração econômica.

3.2.2.1.2 Incentivos tributários

Incentivos tributários para fomentar a produção de energia renovável incluem a concessão de créditos fiscais, deduções, isenções e reduções de alíquotas, assim como a utilização de depreciação acelerada de equipamentos.

A concessão de créditos fiscais permite que o beneficiário possa abater do montante de tributos devido os investimentos realizados em energias renováveis. Por meio das deduções, permite-se aos beneficiários abater da base de cálculo de determinado tributo os investimentos realizados em energias renováveis. A isenção, por sua vez, dispensa o pagamento de tributos que normalmente se aplicariam a operações envolvendo equipamentos ou a produção, transporte, comercialização ou consumo de energia renovável. Já a redução de alíquota corresponde a uma redução parcial ou total do valor dos tributos devidos em razão de operações referentes a equipamentos ou à produção, transporte, comercialização ou consumo de energia renovável.

Por meio da depreciação acelerada é permitido às empresas lançarem anualmente como despesa uma parcela maior que o normalmente permitido do montante investido em equipamentos ou instalações de produção de energia renovável. Dessa maneira, reduz-se a base de cálculo de tributos sobre o lucro nos primeiros anos de operação desses equipamentos ou instalações.

Esses mecanismos, portanto, envolvem renúncia ou diferimento de receitas públicas em favor do desenvolvimento das fontes renováveis de energia. São instrumentos flexíveis, que podem ser calibrados para se ajustarem aos diferentes estágios de maturação de cada tecnologia. Podem ser usados para influenciar a oferta ou a demanda das fontes renováveis, assim como para favorecer os investimentos iniciais ou



a redução dos custos de produção. São mais efetivos em locais que apresentam carga tributária mais elevada, pois agregam maior diferencial em favor das fontes que se deseja incentivar.

3.2.2.2 Mecanismos estatais de financiamento

Os principais mecanismos de financiamento estatal aplicados às fontes renováveis são a participação societária, a concessão de garantias e a disponibilização de linhas de financiamento.

O principal objetivo desses mecanismos é mobilizar recursos a serem aplicados em fontes renováveis, como forma de compensar a maior percepção de risco associada aos investimentos no setor ou suprir a carência de capital disponível para aplicação nesse tipo de empreendimento.

Por meio de participações societárias em empreendimentos para a produção de energias renováveis, as entidades estatais compartilham os investimentos e riscos dos projetos, mas se habilitam também a obter retorno financeiro correspondente aos recursos investidos. A participação pode se dar na forma de capital de risco para o desenvolvimento de novas tecnologias ou na formação de sociedades para a implantação de projetos que estejam em diferentes estágios de desenvolvimento, desde o inicial até o mais avançado, pronto para o início da construção (IPCC, 2011).

A concessão de garantias a empreendimentos para a produção de fontes renováveis, por sua vez, é o instrumento apropriado para favorecer a obtenção de crédito proveniente de instituições financeiras comerciais, ou mesmo de fomento. Trata-se de uma ferramenta de grande importância, uma vez que a obtenção de crédito é dificultada, na maioria das vezes, pela alegação de que os projetos de energias renováveis, especialmente os de pequeno porte, não oferecem garantias suficientes para a concessão do financiamento. O provimento dessas garantias pode ter efeito adicional de permitir que as instituições financeiras ganhem experiência nesse tipo de projeto, o que pode levá-las a reduzir a percepção de risco associada às tecnologias renováveis emergentes.



Outro mecanismo de incentivo corresponde às linhas de financiamento providas por bancos de desenvolvimento estatais ou internacionais, que, geralmente, apresentam taxas de juro e custos financeiros inferiores aos que vigoram no mercado. Podem também possuir exigências de garantia mais flexíveis que as requeridas pelos bancos comerciais.

3.2.2.3 Políticas regulatórias

As políticas regulatórias para incentivar a implantação de fontes renováveis incluem políticas baseadas em quantidade, em preço, aspectos qualitativos e políticas de acesso (IPCC, 2011).

As políticas regulatórias baseadas em quantidade fixam um determinado montante de energias renováveis que deve ser alcançado, deixando que o mercado determine o preço. Incluem programas de cotas e leilões.

Nos programas de cotas, são fixadas metas obrigatórias mínimas de energias renováveis a serem alcançadas pelos agentes do setor energético, como produtores, distribuidores e consumidores, em determinado período de tempo. Essas metas são geralmente definidas em termos de percentual da oferta ou do consumo de energia ou da capacidade instalada de produção de energia. As cotas podem estar relacionadas a certificados negociáveis de energias renováveis, de modo a permitir maior flexibilidade no seu cumprimento. Atualmente, pelo menos 96 países adotam metas para energias renováveis (REN21, 2011).

As políticas de metas uniformes, sem especificação das fontes favorecidas, têm o efeito de favorecer mais efetivamente a implantação das fontes que já apresentam custos mais reduzidos, tendo pouco efeito no desenvolvimento daquelas que ainda não alcançaram maior competitividade (IPCC, 2011). Para compensar essa característica, podem ser utilizadas subcotas específicas para as tecnologias menos maduras que se deseja fomentar.

No caso de leilões, as autoridades públicas ou concessionárias de energia organizam certames com o objetivo de se alcançar determinado montante de energia renovável para suprir o mercado. Os preços são definidos a partir das ofertas dos participantes, podendo ser



estabelecido um teto pela autoridade organizadora. São então assinados contratos por prazo determinado, em que é garantida a compra de toda a energia contratada, depois de decorrido um prazo inicial para a implantação do empreendimento.

Os leilões podem ser realizados separadamente para cada fonte ou podem permitir a competição entre elas. A primeira opção favorece o desenvolvimento das fontes contempladas, que podem apresentar estágios diversos de maturação, enquanto a segunda estimula apenas aquelas que apresentam maior competitividade no momento da licitação.

Já para o caso das políticas baseadas em preço, é fixado um valor a ser pago por unidade de energia, garantida a aquisição compulsória da energia produzida e o acesso físico à rede de energia – o que elimina a maior parte dos riscos percebidos pelos geradores. Normalmente são adotados valores diferentes, conforme a fonte de energia e a capacidade de geração.

Um exemplo dessa modalidade de incentivo são as chamadas tarifas *feed-in*, por meio das quais é fixado um preço pela energia elétrica injetada na rede. Esse é o principal instrumento de apoio às fontes renováveis na União Europeia, sendo utilizada por França, Alemanha, Espanha, Grécia, Irlanda, Luxemburgo, Áustria, Hungria, Portugal Bulgária, Chipre, Malta, Lituânia, Letônia e Eslováquia. Segundo De Jager et al., 2010, em razão dos baixos riscos dessa modalidade de incentivo, os custos de capital para investimentos em energias renováveis em países que aplicam tarifas *feed-in* têm se mostrado significativamente inferiores aos verificados em países que utilizam outros instrumentos que apresentam riscos de retorno mais elevados.

Uma variação dessa modalidade consiste em pagar ao produtor do energético um adicional em relação ao valor de mercado – chamado de tarifa prêmio –, que, no entanto, impõe aos produtores um risco adicional correspondente à variação do preço do energético. A vantagem desse mecanismo é que ele tende a produzir ajustes na geração em razão da sinalização advinda dos preços de mercado (De Jager et al., 2010).



Nos mecanismos baseados em preço, é importante que seja estabelecido um valor equilibrado a ser pago pela energia, de modo a evitar uma produção excessiva em razão de uma tarifa muito elevada, o que aumenta demasiadamente o custo do programa, normalmente arcado pelos consumidores de energia.

As políticas qualitativas, por sua vez, regulamentam mecanismos como a aquisição de energias renováveis além do montante mínimo exigido pela legislação local, bem como a certificação de que determinado energético atende a critérios de sustentabilidade.

Já as políticas de acesso incluem a implementação de normas que garantam ao produtor de energia renovável o acesso físico aos mercados, como a rede de energia elétrica. A padronização das exigências técnicas é também instrumento regulatório que pode ser usado para evitar ações discriminatórias por parte dos operadores da rede. Uma medida regulatória que também favorece a utilização de fontes renováveis é a determinação para que sejam despachadas prioritariamente em relação às não renováveis.

Outro mecanismo regulatório importante para a eletricidade produzida a partir de fontes renováveis é a chamada medição diferencial, em que é permitido o fluxo bi-direcional da energia elétrica entre a rede de distribuição e os consumidores que possuam geração própria (REN21, 2011). O consumidor, então, paga apenas a diferença entre a energia absorvida e a injetada na rede, se positiva. Caso a quantidade de energia fornecida ao sistema elétrico seja maior que a consumida, o consumidor pode passar a deter créditos perante a distribuidora. Portanto, o preço que o consumidor recebe pela energia por ele produzida é o mesmo que paga por aquela que consome. No Brasil, esse valor corresponde à tarifa de distribuição aplicada à classe ou subclasse de consumo em que a unidade consumidora está enquadrada. Para as distribuidoras, esse mecanismo traz o benefício de elevar o fator de carga, quando a energia renovável é produzida em períodos de pico de consumo (IPCC, 2011).

Para o caso do aproveitamento da energia solar para aquecimento de água, uma política regulatória comumente aplicada é a exigência de



que as novas edificações, especialmente as residências, ou aquelas que passem por grandes reformas, atendam parte da demanda por água quente por meio da instalação de sistemas termossolares. Normas nesse sentido foram inicialmente adotadas em várias municipalidades da Espanha, Alemanha, Itália, Irlanda, Portugal e Reino Unido. Esse tipo de obrigação atualmente é adotada em nível nacional na Espanha e Alemanha (IPCC, 2011).

4. PRINCIPAIS FONTES DE ENERGIA RENOVÁVEL NO MUNDO

O objetivo deste capítulo é apresentar a situação das principais fontes renováveis no mundo, com o propósito de subsidiar a avaliação da realidade brasileira e das medidas que podem ser adotadas para incentivá-las em nosso país.

Entretanto, por não estarem incluídos no escopo do presente trabalho, não serão abordados os biocombustíveis.

Também em decorrência da realidade brasileira, não será abordada a aplicação das fontes renováveis com a finalidade de aquecimento, com exceção da energia solar térmica para aquecimento de água.

4.1 Energia solar

As três principais tecnologias para o aproveitamento da energia solar para a produção de energia são a fotovoltaica, a termossolar e a solar termoelétrica.

4.1.1 Energia solar fotovoltaica

4.1.1.1 Tecnologia

Os sistemas fotovoltaicos transformam, diretamente, a energia solar em energia elétrica. A célula fotovoltaica é o componente básico do sistema, sendo constituída de material semicondutor que converte a energia solar em eletricidade em corrente contínua. As células fotovoltaicas são interconectadas para formar um módulo, ou painel fotovoltaico, cuja capacidade típica situa-se entre 50 e 200 watts (W).



Esses painéis são então combinados com outros componentes, como inversores e baterias¹, de acordo com a aplicação desejada. São extremamente modulares, podendo formar sistemas de alguns watts até dezenas de megawatts (MW) (IEA, 2010a).

Os módulos fotovoltaicos utilizam, basicamente, duas tecnologias: silício cristalino e filmes finos.

Os de silício cristalino, que podem ser mono ou multicristalinos, detêm de 85% a 90% do mercado anual atualmente (IEA, 2010a). Entre os comercialmente disponíveis, os painéis de silício monocristalino são os que apresentam maiores rendimentos, entre 15% e 20% de conversão da luz solar em eletricidade. Os de silício multicristalino, por sua vez, apresentam rendimento médio de 14%, apresentando, porém, menores custos de produção que os monocristalinos (IEA, 2011d).

Os de filme fino representam 10% a 15% das vendas anuais de módulos fotovoltaicos (IEA, 2010a) e são fabricados aplicando-se finas camadas de materiais semicondutores sobre um material de suporte, como vidro, plástico ou aço inoxidável, podendo formar módulos flexíveis. Os painéis de filme fino apresentam rendimentos inferiores, entre 7% e 13%, mas possuem a vantagem de apresentarem menores custos de fabricação. Apesar de mais baratos, requerem maior área para a obtenção de uma determinada potência elétrica (IEA, 2011d).

Células com concentradores de energia solar são as que apresentam as maiores eficiências (até 40% de conversão), estando a tecnologia próxima de tornar-se comercialmente disponível (IEA, 2011e).

Os sistemas fotovoltaicos apresentam a vantagem de utilizarem, além da luz solar direta, também a componente difusa, para a produção de eletricidade, permitindo seu funcionamento em dias em que o céu não está completamente limpo.

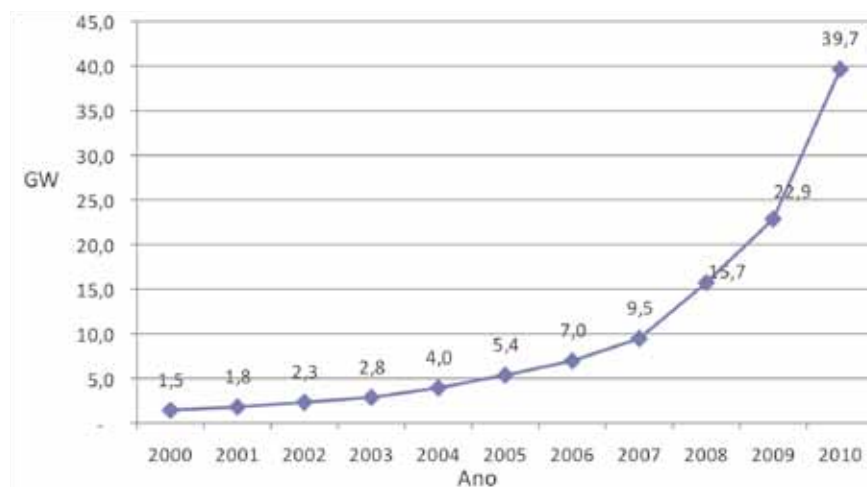
¹ Os inversores convertem a corrente contínua em alternada, de modo a permitir a conexão à rede ou a utilização de equipamentos de corrente alternada. As baterias são utilizadas em sistemas sem conexão à rede, como forma de armazenamento da energia produzida para utilização em momentos em que a radiação solar não estiver disponível.



4.1.1.2 Status

A energia fotovoltaica foi a fonte que apresentou maior crescimento no mundo entre os anos de 2000 a 2010, a uma taxa média de cerca de 39% ao ano, em evolução praticamente exponencial (Figura 4.1). A capacidade instalada atingiu cerca de 40 gigawatts (GW) no final de 2010, contra 1,5 GW em 2000. Entre os anos de 2005 e 2010, o crescimento foi ainda mais expressivo, alcançando uma taxa média de 49% (IEA, 2011e, e EPIA, 2012).

Figura 4.1 – Capacidade fotovoltaica no mundo



Fonte: EPIA, 2012

Esse rápido crescimento ocorreu, principalmente, pelas políticas baseadas em tarifas *feed-in* e pela redução do custo de aquisição dos sistemas fotovoltaicos, como será detalhado adiante. A maior parte da energia fotovoltaica provém de autoprodutores residenciais, como mostra a Figura 4.2.

Figura 4.2 – Produção de energia fotovoltaica por segmento (2010)

Fonte: IEA, 2010a

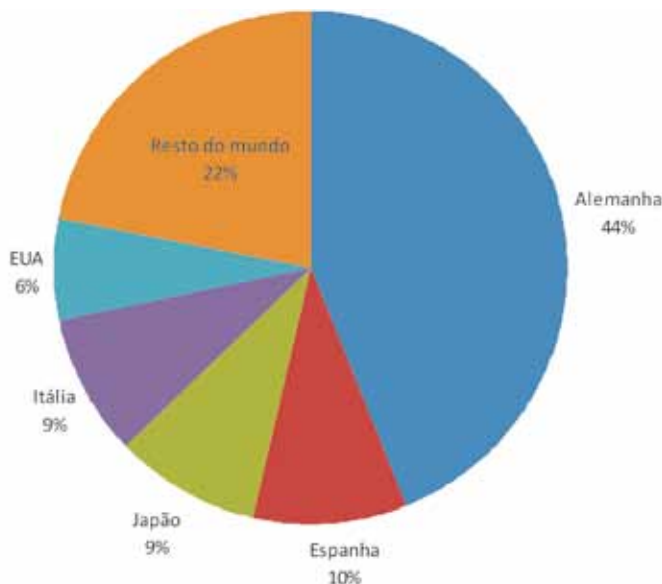
A Tabela 4.1 apresenta a capacidade instalada de geração fotovoltaica nos maiores mercados, enquanto a Figura 4.3 mostra a participação relativa de cada um deles.

Tabela 4.1 – Energia fotovoltaica: capacidade instalada total

País (2010)	Capacidade (MW)
Alemanha	17.370
Espanha	3.915
Japão	3.618
Itália	3.502
EUA	2.534
Mundo	39.700

Fonte: EPIA, 2012

A partir desses dados, observa-se que 72% da capacidade instalada encontra-se em países da Europa e no Japão, países que dispõem de menor insolação, relativamente a países tropicais, como o Brasil. Essa realidade demonstra que a formatação da política para o setor é mais importante que os próprios recursos energéticos.


Figura 4.3 – Participação na capacidade instalada fotovoltaica (2010)


Fonte: EPIA, 2012

Estima-se que, em 2011, ocorreu um acréscimo de 27,7 GW de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica. Dados preliminares indicam que foi na Itália onde se deu o maior acréscimo em potência instalada, da ordem de 9 GW (EPIA, 2012).

Quanto à oferta de equipamentos, o maior fabricante de módulos fotovoltaicos no mundo é a China, que tem ampliado sua participação. A Tabela 4.2 apresenta os principais fabricantes de módulos fotovoltaicos no mundo e a Figura 4.4 mostra a participação relativa dos maiores parques industriais. A tecnologia de silício cristalino representou 88% dos módulos produzidos em 2010 (IEA, 2011d).

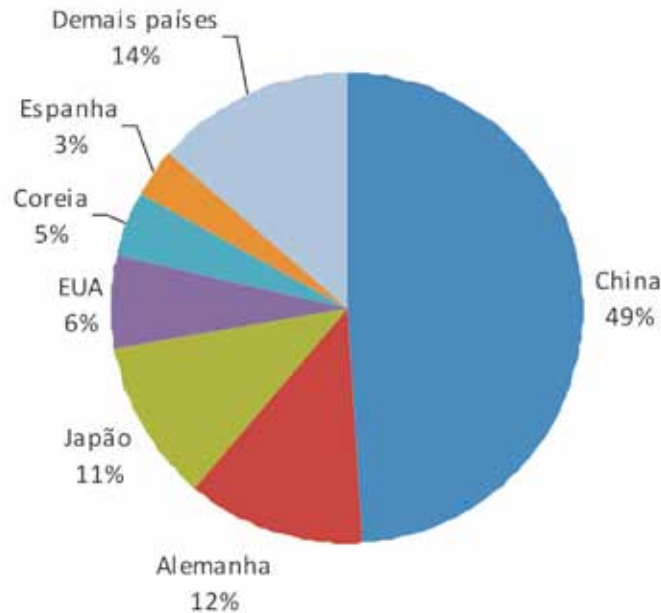
Tabela 4.2 – Módulos fotovoltaicos produzidos em 2010

País	Módulos Produzidos (GW)
China	10.000
Alemanha	2.460
Japão	2.304
EUA	1.265
Coreia	925
Espanha	699
Itália	305
México	232

Suécia	181
Áustria	112
Canadá	110
Outros	1.816
Mundo	20.409

Fonte: IEA, 2011d

Figura 4.4 – Maiores fabricantes de módulos fotovoltaicos (2010)



Fonte: IEA, 2011d.

4.1.1.3 Preços

Os preços dos módulos fotovoltaicos têm apresentado uma tendência de queda expressiva. O preço médio no mundo caiu de US\$ 22 por watt (W) em 1980 para menos de US\$ 1,5 por watt em 2010, a preços de 2005 (IPCC, 2011).

Nos últimos vinte anos, os preços dos módulos fotovoltaicos apresentaram uma redução média de 20% cada vez que dobrou a capacidade acumulada dos módulos vendidos. Em consequência, os preços dos sistemas fotovoltaicos declinaram em 50% nos últimos cinco anos na Europa e é esperada uma redução nos próximos dez anos de 36% a 51% (EPIA, 2011).

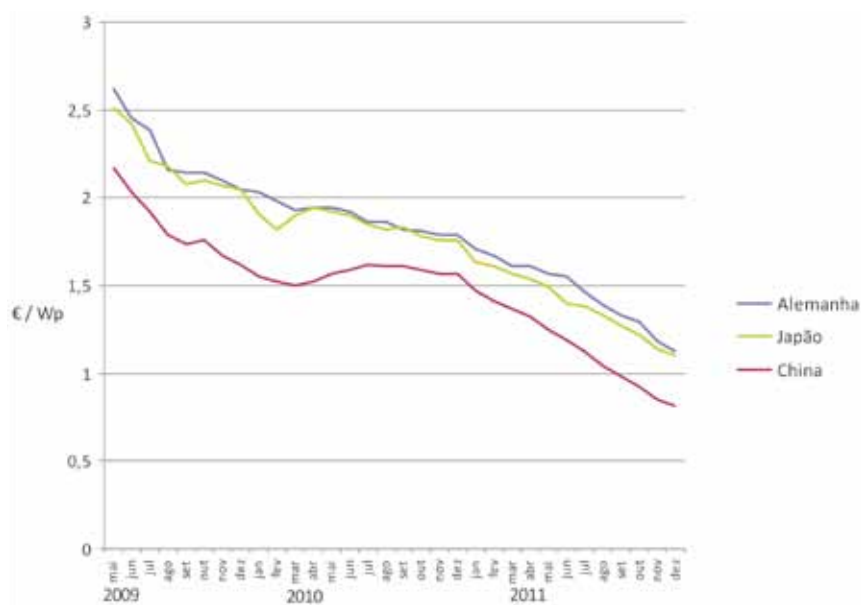
O comportamento recente do preço dos módulos no atacado, em euros (€), entre maio de 2009 e dezembro de 2011, pode ser visto na Figura 4.5. Observa-se que, nesse período, os módulos tornaram-se



57% mais baratos na Alemanha, com reduções de 56% e 63% no Japão e na China, respectivamente (PVXchange, 2012).

Os custos dos sistemas fotovoltaicos, em junho de 2011, situavam-se entre US\$ 3.300 a US\$ 5.800 por quilowatt-pico (kWp) para sistemas instalados em telhados e US\$ 2.700 a US\$ 4.100 por kWp para sistemas montados no solo (ver página 77). Já o custo da energia gerada depende, além do custo dos sistemas, dos custos de capital e da insolação. A partir dos mencionados preços de sistemas, os custos da eletricidade produzida situam-se entre US\$ 138 e US\$ 688 por MWh, para sistemas montados sobre telhados e entre US\$ 113 e US\$ 486 por MWh para sistemas montados no solo (IEA, 2011e).

Figura 4.5 – Preços no atacado dos módulos fotovoltaicos



Fonte: PVXchange

Portanto, considerando uma taxa de conversão de R\$ 1,75 por dólar americano, a energia elétrica de origem fotovoltaica, produzida a partir de módulos montados em telhados, pode apresentar custos que se situam entre R\$ 241,50 a R\$ 1.204,00 por megawatt-hora. Portanto, o preço da energia em locais que apresentam condições propícias, como elevada incidência de radiação solar, já apresentam custos competitivos com os preços cobrados pelas distribuidoras pela energia elétrica, uma vez que são comuns tarifas aplicadas a consumidores

residenciais superiores a US\$ 200 por megawatt-hora, ou seja, R\$ 350 por megawatt-hora, à mesma taxa cambial.

4.1.2 Energia termossolar

4.1.2.1 Tecnologia

Em um sistema de aquecimento solar, o coletor transforma a radiação solar em calor e, por meio de um fluido, como a água, o transfere para armazenamento em reservatório termicamente isolado, para posterior utilização.

As principais tecnologias utilizadas nos coletores para aquecimento de água são os coletores planos, envidraçados ou não envidraçados, e os coletores de tubos a vácuo (Figura 4.6).

Figura 4.6 – Coletor solar de tubos a vácuo



Fonte: Wikipedia

Os coletores planos envidraçados são construídos de tubos condutores de água (metálicos pintados de preto ou de material plástico) instalados no interior de uma caixa isolada termicamente, com cobertura transparente. Com esses coletores, podem ser atingidas temperaturas de até 80°C, com uma eficiência de conversão entre 50% e 60% (IEA, 2010b).

Os coletores planos não envidraçados, por sua vez, são confeccionados como um único painel absorvedor de calor e condutor de água,



sem isolamento, e são aplicados para a obtenção de temperaturas mais baixas, como para o aquecimento de piscinas.

Já os coletores de tubos a vácuo são constituídos de tubos transparentes de vidro, a vácuo, em cujo interior é montado o absorvedor. Esses tubos são montados em fileiras paralelas e conectados por meio de uma tubulação, que contém o fluido que absorverá o calor das extremidades aquecidas dos tubos. O vácuo é utilizado para reduzir as perdas de calor, aumentando assim as temperaturas máximas que podem ser atingidas por meio desse sistema, que podem superar os 100°C. Esse desempenho permite que sejam também utilizados para algumas aplicações industriais.

Os sistemas domésticos para aquecimento de água, além dos coletores, utilizam um reservatório isolado termicamente para armazenamento da água quente, que pode ser instalado junto ao coletor ou separadamente. A montagem normalmente é feita de modo que o fluxo da água entre coletores e reservatório ocorra naturalmente, em razão da diferença de densidade entre a água fria e a aquecida. Os reservatórios de água aquecida podem contar com um sistema alternativo de aquecimento, como uma resistência elétrica, para as situações em que a insolação não seja suficiente para produzir o aquecimento desejado.

Os coletores solares, além do uso residencial, podem também ser dimensionados para aplicações comerciais e industriais. Estima-se que entre 30% e 40% da demanda industrial por calor possa ser atendida por meio de sistemas de aquecimento solar comerciais (IEA, 2010b).

4.1.2.2 Status

Estima-se que a capacidade instalada de coletores solares no mundo tenha atingido 196 gigawatts térmicos (GWt) ao final de 2010, o que corresponde a uma área de coletores de, aproximadamente, 280 milhões de metros quadrados. A capacidade instalada em 2010 elevou-se em 25 GWt, sem considerar os coletores não envidraçados para o aquecimento de piscinas (REN21, 2011). Entre 2004 e 2009 a área de coletores solares instalada no mundo praticamente triplicou e a taxa de crescimento anual entre 2000 e 2009 foi de 20,8% (Weiss e Mauthner, 2011).

Os países com maior capacidade instalada de coletores solares para aquecimento de água podem ser vistos na Tabela 4.3, bem como na Figura 4.7.

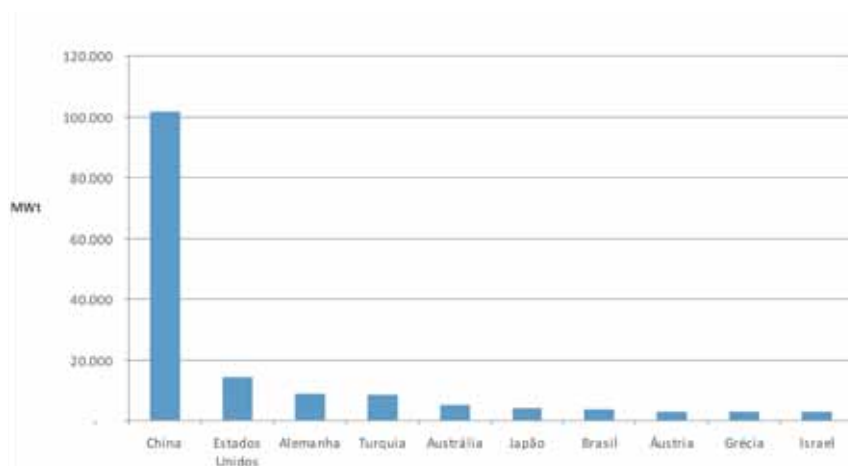
Tabela 4.3 – Capacidade instalada de coletores termossolares em 2009 (MWt)

País	Não envidraçados	Envidraçados	Tubo a vácuo	Total
China	-	7.105,00	94.395,00	101.500,00
Estados Unidos	12.455,50	1.787,80	61,40	14.304,70
Alemanha	504,00	7.508,70	844,50	8.857,20
Turquia	-	8.424,50	-	8.424,50
Austrália	3.304,00	1.710,50	51,70	5.066,20
Japão	-	3.936,10	68,10	4.004,20
Brasil	890,30	2.799,70	-	3.690,00
Áustria	431,90	2.543,80	38,40	3.014,10
Grécia	-	2.852,20	1,80	2.854,00
Israel	20,60	2.827,50	-	2.848,10

Fonte: Weiss e Mauthner, 2011

Observa-se, portanto, a grande capacidade instalada da China, que utiliza, predominantemente, a tecnologia de coletores de tubos a vácuo.

Figura 4.7 – Capacidade instalada de coletores termossolares em 2009 (MWt)



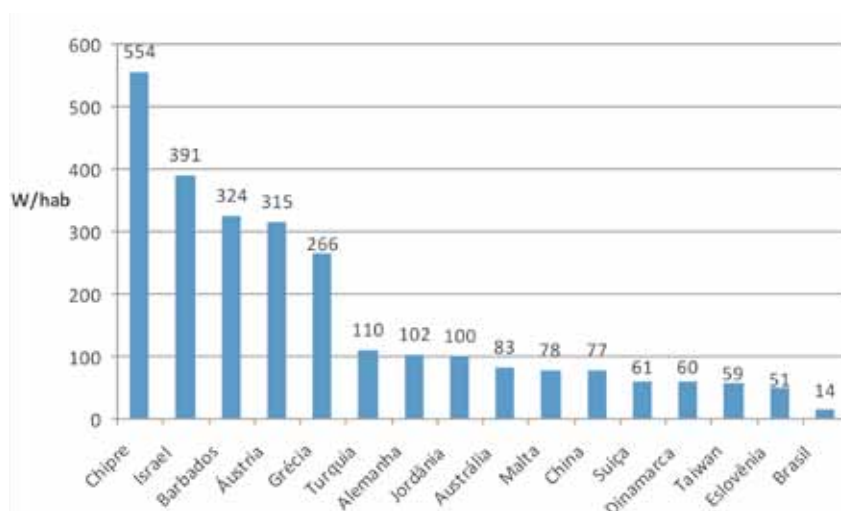
Fonte: Weiss e Mauthner, 2011

Todavia, quando analisada a capacidade instalada de coletores solares por habitante, verifica-se que alguns países conseguiram estabelecer



ambientes institucionais bastante favoráveis à utilização desses equipamentos, como mostrado na Figura 4.8.

Figura 4.8 – Capacidade *per capita* de coletores solares em 2009 (watts/habitante)



Fonte: Weiss e Mauthner, 2011

A principal aplicação dos coletores solares é para o aquecimento de água em habitações individuais. Todavia, em alguns países da Europa e na Índia, outras aplicações apresentam participação notável, como grandes sistemas em edificações residenciais coletivas, assim como sistemas combinados de aquecimento de água e calefação (Weiss e Mauthner, 2011).

Na China, maior mercado dos sistemas de aquecimento solar de água, o custo dos investimentos iniciais varia de US\$ 120 a US\$ 540 por quilowatt térmico instalado (IPCC, 2011). Para o topo da faixa, considerando um fator de capacidade de 10%, um custo anual de operação e manutenção de US\$ 5 por kW, prazo de amortização de 15 anos e uma taxa de juros de 7% ao ano, chega-se a um custo de US\$ 73 por megawatt-hora térmico. Esse valor corresponde a R\$ 128 por MWh, a uma taxa de conversão de R\$ 1,75 por dólar americano.

Na Europa, por sua vez, os sistemas solares de aquecimento de água apresentam custos entre € 50 e € 160 por megawatt-hora de calor, o que corresponderia a R\$ 115 a R\$ 345 por MWh, a uma taxa de conversão de R\$ 2,30 por euro.



Observa-se, portanto, que o custo da energia solar térmica para aquecimento de água é competitiva até mesmo com as fontes de geração de grande porte. Todavia, a situação dessa energia solar em relação à energia elétrica é ainda mais favorável, pois seu custo compete com o valor das tarifas referentes aos consumidores finais, que incluem, além do custo de geração, os de transmissão e de distribuição.

4.1.3 Energia solar termoeétrica

4.1.3.1 Tecnologias

As usinas solares termoeétricas funcionam concentrando a radiação solar direta para aquecimento de um receptor, que, por sua vez, aquece um fluido. O calor absorvido pelo fluido é então transformado em energia mecânica, por meio de turbinas a vapor, por exemplo, e então convertido em energia elétrica.

Trata-se, portanto, de um processo semelhante ao utilizado para a produção de energia termelétrica convencional, como a obtida a partir de gás natural, carvão ou energia nuclear. A diferença principal é a forma de obtenção do calor que aquecerá o fluido de trabalho.

As usinas solares termoeétricas utilizam, basicamente, quatro tecnologias: sistemas de calhas parabólicas, sistemas de refletores Fresnel lineares, torres solares e discos parabólicos.

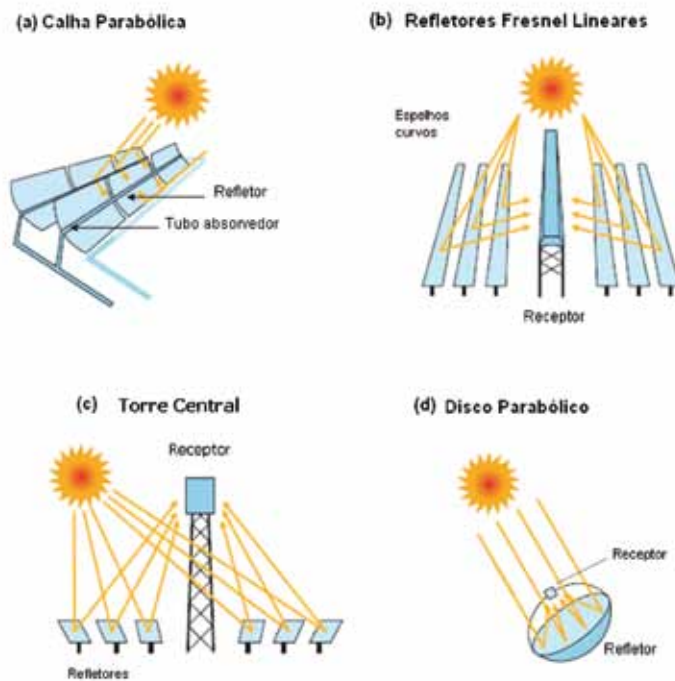
Sistemas de calhas parabólicas consistem em fileiras de espelhos refletores, curvados em uma dimensão, que focalizam os raios solares sobre tubos absorvedores de calor isolados a vácuo do meio externo por intermédio de tubos de vidro (Figura 4.9 a). No interior dos tubos absorvedores, circula o fluido que transferirá o calor captado para o sistema composto de turbina a vapor e gerador elétrico. Os espelhos refletores acompanham o movimento do sol em torno de um eixo, normalmente orientado no sentido norte-sul. Centrais que utilizam essa tecnologia podem ser construídas com sistemas de armazenamento térmico, para a produção de eletricidade em momentos em que a radiação solar não esteja disponível, como à noite.

Sistemas de refletores Fresnel lineares são constituídos por longas fileiras de espelhos planos, ou quase planos, que refletem a radiação



solar sobre um único receptor horizontal fixo, alinhado com as fileiras de espelhos (Figura 4.9 b). Esse sistema tem a vantagem de apresentar menor custo por área, sendo, porém, menos eficiente que o sistema de calhas parabólicas (IPCC, 2011).

Figura 4.9 – Sistemas de Concentração Solar



Fonte: IEA, 2011e (modificado)

Os sistemas de torres solares, ou sistemas de receptores centrais, utilizam centenas, ou milhares de espelhos planos para concentrar os raios do sol sobre um receptor central situado no topo de uma torre (Figura 4.9 c). Alguns sistemas comerciais utilizam sal derretido como fluido que fará a transferência de calor, podendo realizar também o armazenamento dessa energia, de modo que a central possa operar em horários em que não ocorra a incidência de radiação solar. Os espelhos refletores devem possuir sistema para acompanhar o sol com movimentação em dois eixos, o que os torna mais complexos e dispendiosos. Todavia, esse tipo de central solar é capaz de atingir elevadas temperaturas, o que eleva a eficiência da conversão de calor para eletricidade e reduz os custos de armazenamento térmico (IEA, 2010c).

Já o disco parabólico concentra os raios de sol no ponto focal situado acima de seu centro. Todo o sistema acompanha o sol, movendo-se em dois eixos. A maioria dos discos possui um conjunto individual motor-gerador no ponto focal, que utiliza, por exemplo, motores Stirling ou microturbinas. Os discos parabólicos oferecem o melhor desempenho na conversão de energia solar para elétrica entre todos os sistemas de concentração (IEA, 2010c). A capacidade típica dos sistemas que utilizam motores Stirling situa-se entre 10 kW e 25 kW de energia elétrica (IPCC, 2011).

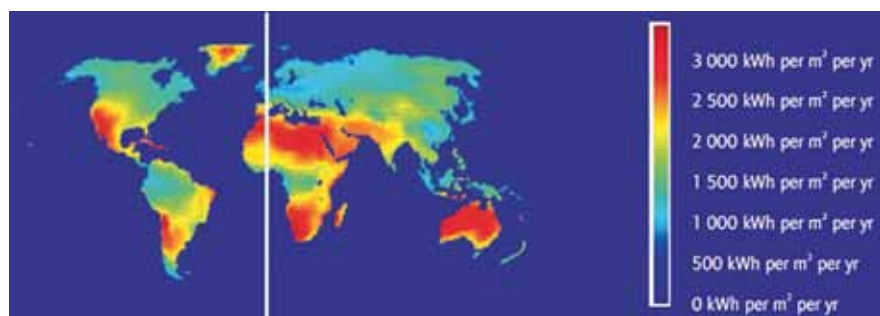
As plantas solares termoeletricas podem ser também equipadas com sistema de produção de energia a partir de combustíveis, como gás natural, por exemplo, compartilhando um único conjunto turbina-gerador. Nessa configuração híbrida, podem se comportar como usinas de base.

Como somente a radiação solar direta pode ser concentrada, as plantas de concentração precisam ser instaladas em locais de grande insolação, como regiões áridas e semiáridas (Figura 4.10). Assim, os sistemas de concentração solar necessitam de sistemas de transmissão para transportar a energia elétrica dos locais de produção até os centros de consumo.

4.1.3.2 Status

As primeiras usinas de concentração solar comerciais iniciaram a operação na Califórnia, no período de 1984 a 1991, devido a incentivos estaduais e federais (IEA, 2010c), quando se chegou a uma capacidade instalada de cerca de 350 MW (IEA, 2011e). A queda no preço dos combustíveis fósseis, entretanto, levou os governos de ambas as esferas a desmontar a política de incentivos que sustentava o avanço das usinas solares termoeletricas.

Figura 4.10 – Recursos solares para usinas de concentração (em kWh/m² por ano)





Em 2006, as atividades referentes a essa fonte se reiniciaram nos Estados Unidos, com a implantação de uma planta de calhas parabólicas de 64 MW, resultante de políticas de cotas, que obrigam as distribuidoras a obter parte da energia de que necessitam a partir de fontes renováveis. Na Espanha, até 2010, foram instalados projetos de concentração que somaram cerca de 350 MW de capacidade instalada, como resultado da adoção de tarifas *feed-in* para essa fonte. Assim, a capacidade instalada total no mundo, ao final de 2010, atingiu aproximadamente 764 MW. Todavia, novos projetos estão sendo planejados e construídos em diversos países, incluindo Argélia, Egito, Marrocos, Austrália, China, Índia, Israel, Jordânia, México, África do Sul e Emirados Árabes. Se todos os projetos forem concluídos, a capacidade global da fonte solar termoelétrica poderá superar 7,4 GW em 2016, com a liderança da Espanha, seguida dos Estados Unidos. A maioria desses projetos utiliza a tecnologia de calhas parabólicas (IEA, 2011e).

4.1.3.3 Custos

Os custos de investimentos para implantação de modernas plantas de calhas parabólicas de grande potência, na faixa de 50 MW, estão entre US\$ 4.200 e US\$ 8.400 por quilowatt, dependendo dos custos de construção, da energia solar incidente no local e da capacidade projetada de armazenamento de calor. As unidades que não possuem sistema de armazenamento térmico e se situam em regiões que recebem elevada radiação solar direta estão na faixa mais baixa de custos de investimento, enquanto aquelas com grande capacidade de estocar calor, implantadas em locais de menor incidência de energia solar direta apresentam custos mais elevados. Os custos de produção de energia elétrica, por sua vez, situam-se entre US\$ 180 a US\$ 300 por megawatt-hora (IEA, 2011e). Considerando uma taxa de câmbio de 1,75 real por dólar americano, o custo no mercado internacional da energia elétrica proveniente da concentração solar situa-se entre R\$ 315 e R\$ 525 por megawatt-hora.

Todavia, de acordo com estudos realizados pela Agência Internacional de Energia, os custos de investimentos em sistemas de concentração solar têm potencial para reduzirem-se entre 30% a 40%, até o

ano de 2020 (IEA, 2010c). Se concretizada tal estimativa, o custo da energia produzida poderá também diminuir significativamente.

4.2 Biomassa para a produção de eletricidade e co-geração

Várias matérias-primas e tecnologias estão disponíveis para a produção de energia elétrica a partir da biomassa.

4.2.1 Matérias-primas

As fontes de matéria-prima para a produção de energia a partir da biomassa são muito diversas e incluem (IEA, 2007):

- resíduos agrícolas;
- dejetos de animais;
- resíduos das indústrias florestais, de papel e celulose e alimentícia;
- resíduos urbanos (lixo);
- matéria orgânica de esgotos sanitários;
- culturas energéticas, como as provenientes de rotação de cultura, florestas energéticas (eucalipto e pinus), gramíneas (capim elefante), culturas de açúcar (cana-de-açúcar e beterraba), culturas de amido (milho e trigo) e oleaginosas (soja, girassol, colza, sementes oleaginosas, pinhão-manso e óleo de palma).

Todavia, verifica-se que os resíduos orgânicos, urbanos, industriais e rurais, são, em geral, as principais fontes para a produção de eletricidade e co-geração. Isso porque os produtos primários das culturas energéticas, normalmente, possuem custo mais elevado, sendo utilizados para a produção de biocombustíveis, como etanol e biodiesel, ou como redutores e fontes de calor na indústria siderúrgica, como o carvão vegetal proveniente de plantações de eucalipto.

4.2.2 Tecnologias

As principais tecnologias aplicadas para a produção de eletricidade e co-geração são a queima conjunta; queima em usinas dedicadas à biomassa; gaseificação; e digestão anaeróbica.



4.2.2.1 Queima conjunta

O processo de queima conjunta consiste em utilizar biomassa sólida e carvão mineral em usinas termelétricas a carvão mineral. Essa forma de geração faz uso das usinas a carvão já existentes, exigindo baixos investimentos iniciais, realizados na preparação da biomassa para queima e na adaptação de sistemas de alimentação de combustível. Esse método tem a vantagem de aproveitar a maior eficiência de grandes plantas de geração a carvão mineral. Entretanto, o percentual de biomassa que pode ser usado para mistura direta com o carvão mineral limita-se a 10%, acima do qual são requeridos maiores investimentos para adaptação da usina. A biomassa apresentada na forma de *pellets* é frequentemente usada para minimizar os custos de transporte, como no caso do transporte marítimo da Colúmbia Britânica, situada a noroeste do Canadá, para a Europa (IEA, 2011e).

O custo adicional para adaptar as usinas a carvão mineral para a queima conjunta varia de US\$ 50 a US\$ 250 por quilowatt. Onde existe matéria-prima orgânica a baixo custo, ou sem custo, a biomassa pode reduzir o custo de geração para cerca de US\$ 20 por megawatt-hora. Se a biomassa está disponível a custos entre US\$ 3 e US\$ 3,5 por gigajoules (GJ), o custo de geração ultrapassa o custo da geração a carvão, indo para a faixa de US\$ 30 a US\$ 50 por megawatt-hora (IEA, 2007).

4.2.2.2 Queima em usinas dedicadas à biomassa

Em usinas dedicadas à biomassa, esse material é queimado para produção de eletricidade, ou de eletricidade e calor (co-geração), por intermédio de sistemas que utilizam caldeira, turbina a vapor e gerador elétrico. A capacidade típica dessas plantas – de 1 a 100 MW – é cerca de dez vezes menor que a potência de grandes usinas a carvão, em razão da disponibilidade de matéria-prima e para evitar maiores custos de transporte. Essa tecnologia é usada com o objetivo de aproveitar grandes quantidades de resíduos, como o bagaço de cana, por exemplo. A menor dimensão das unidades praticamente dobra os investimentos por quilowatt e resulta em menor eficiência elétrica, em comparação com as usinas a carvão (IEA, 2007).



Todavia, em plantas de co-geração, a competitividade pode ser maior, uma vez que é possível alcançar uma faixa de eficiência total (elétrica mais térmica) entre 80% e 90% (IEA, 2011e).

Para plantas dedicadas à biomassa com capacidade típica entre 10 e 100 megawatts elétricos, estimam-se os custos da energia elétrica como sendo entre US\$ 69 e US\$ 150 por megawatt-hora, a uma taxa de juros de 7% ao ano (IPCC, 2011).

A produção de eletricidade a partir da queima de resíduos sólidos urbanos apresenta custos mais elevados, pois exige rígido controle da emissão de poluentes, provenientes da grande diversidade de materiais presentes no lixo das cidades. Assim, em consequência dos elevados custos de capital e de operação, semelhantes usinas são viáveis apenas quando o responsável pelos resíduos assume parte dos custos. Portanto, são aplicáveis somente em locais onde outra forma de disposição é impossível ou muito dispendiosa (IEA, 2011e). Porém, esse tipo de tratamento de resíduos sólidos tem a vantagem de apresentar balanço de emissão de gases de efeito estufa mais favoráveis que outras alternativas, como os aterros sanitários (IEA, 2007).

4.2.2.3 Gaseificação

A gaseificação é um processo termoquímico em que a biomassa é transformada em gás combustível. O gás combustível, em princípio, pode ser queimado diretamente em motores de combustão interna ou turbinas a gás para mover um gerador elétrico. A energia elétrica pode também ser obtida em usinas de ciclo combinado, que alcançam maiores eficiências, e utilizam turbinas a gás e a vapor (IEA, 2011e).

Estima-se o custo de geração em plantas de gaseificação da biomassa entre US\$ 100 e US\$ 130 por megawatt-hora, considerando-se um custo de US\$ 3 por gigajoules para a matéria-prima (IEA, 2007).



4.2.2.4 Digestão anaeróbica

A digestão anaeróbica é o processo de degradação biológica da biomassa por bactérias, na ausência de oxigênio, produzindo biogás². Esse gás pode então ser usado para a produção de energia elétrica, tipicamente, por meio de sua combustão em motores estacionários. A digestão anaeróbica é particularmente adequada para o aproveitamento de matérias-primas com alto teor de umidade, como dejetos de animais, lodo decorrente do tratamento de esgotos sanitários, resíduos agrícolas úmidos e a fração orgânica dos resíduos sólidos urbanos. A digestão anaeróbica também ocorre naturalmente no interior de aterros sanitários, que podem conter sistema de captação e transporte do biogás com a finalidade de produção de energia elétrica (IEA, 2011e).

A produção de eletricidade a partir do biogás originado de resíduos orgânicos apresenta também grande vantagem sob o aspecto ambiental, pois evita que esses resíduos sejam descartados no ambiente sem tratamento, poluindo, especialmente, os recursos hídricos.

Um exemplo de experiência de sucesso no tratamento de resíduos animais é o programa desenvolvido por Itaipu no Sul do Brasil, que estimula e apoia a produção de biogás por criadores de suínos, o que trouxe melhora da qualidade da água dos corpos hídricos que desagüam no lago da usina hidrelétrica, conforme relata o artigo “O Produto Biogás: reflexões sobre sua economia”, já mencionado.

4.2.3 Status

Estima-se que a capacidade instalada mundial de geração de energia elétrica a partir da biomassa, ao final de 2010, era de 62 GW. Nesse ano, ocorreram importantes acréscimos de capacidade de geração em países da Europa, Estados Unidos, China, Índia e muitos países em desenvolvimento (REN21, 2011).

² BIOGÁS: Composto gasoso, constituído em média por 59% de gás metano (CH₄), 40% de gás carbônico (CO₂) e 1% de gases-traço entre eles o gás sulfídrico (H₂S), resultante da degradação anaeróbica (ausência de oxigênio) da matéria orgânica, por colônias mistas de microorganismos. (Bley, 2012)

Os cinco países que possuem a maior capacidade instalada para a produção de energia elétrica da biomassa são Estados Unidos, Brasil, Alemanha, China e Suécia. A Tabela 4.4 mostra a energia elétrica da biomassa produzida por países de destaque em 2010 (REN21, 2011).

Nos Estados Unidos, a maior parte da eletricidade produzida de matéria orgânica provém de resíduos florestais e agrícolas e da lixívia, também chamada de licor negro³. Uma parcela crescente é derivada de gás de aterro, que somou 8 terawatts-hora em 2010, a partir de mais de 550 plantas, que detêm 1,7 GW de capacidade (REN21, 2011).

Tabela 4.4 – Eletricidade da biomassa (2010)

País	Energia produzida (TWh)
Estados Unidos	48,0
Alemanha	28,7
Brasil	28,0
Suécia	12,1
Japão*	10,0
China	4,0

*Não inclui a queima conjunta com carvão mineral.

Fonte: REN21, 2011

Na Alemanha, a energia elétrica proveniente da biomassa teve um crescimento anual de mais de 22% na última década, atingindo um total de 28,7 TWh, a partir de uma capacidade instalada de 4,9 GW, em 2010. Ao fim desse ano, a bioeletricidade representou 5,5% do total de energia elétrica consumida naquele país, sendo a segunda maior fonte renovável de sua matriz elétrica, atrás apenas da eólica. A matéria-prima da biomassa que apresenta maior participação na geração elétrica é o biogás, que produziu 13,8 TWh em 2010 (REN21, 2011).

4.3 Hidroeletricidade

4.3.1 Tecnologia

A hidroeletricidade é proveniente da energia da água dos rios que flui de elevações mais altas para mais baixas (REN21, 2011). Nessas usinas, a energia potencial da água é transformada em energia cinética, que, na

³ Matéria orgânica subproduto da indústria de papel e celulose.



turbina, é convertida para energia mecânica, por sua vez transformada em energia elétrica no gerador (Figura 4.11). A quantidade de energia produzida depende da vazão e da queda, o desnível vertical do aproveitamento.

O processo de conversão de energia é altamente eficiente nas modernas centrais hidrelétricas. A eficiência é normalmente superior a 90% nas turbinas e mais de 99% nos geradores, levando o fator de conversão total a mais de 90% (IPCC, 2011). É, portanto, a forma mais eficiente de produção de energia elétrica disponível.

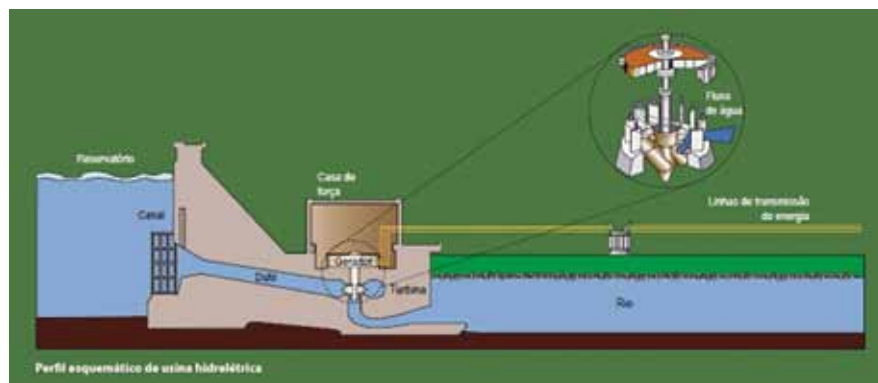
Os três principais tipos de aproveitamento são usinas com reservatório de acumulação, usinas a fio d'água e usinas com bombeamento.

Nas usinas com reservatório de acumulação, é construída uma barragem para o represamento da água do curso d'água, criando um reservatório que permite a formação do desnível necessário para o armazenamento da água em volume adequado para a regularização da vazão dos rios, que varia devido a períodos de chuva ou estiagem.

No caso das usinas a fio d'água, não são construídos reservatórios de acumulação e a energia gerada depende da vazão do rio. São aproveitamentos que reduzem as áreas de alagamento, mas não permitem que seja estocada água para regularizar a produção de eletricidade.

Já as usinas com bombeamento possuem dois reservatórios, sendo a água bombeada do inferior para o superior em momentos de baixa demanda, utilizando-se a energia da rede elétrica. Nos momentos de maior demanda, essa água é então liberada, gerando energia elétrica.

Figura 4.11 – Composição de uma usina hidrelétrica





A hidroeletricidade é uma tecnologia madura e plenamente comercial, apesar de existirem possibilidades de redução de custos e aumento de eficiência, especialmente para o caso de projetos de pequena capacidade ou de baixa queda. A hidroeletricidade é também uma fonte de energia renovável que apresenta grande flexibilidade, podendo operar como usina de base ou para atender o pico da demanda, permitindo ainda o armazenamento de energia (IEA, 2011e).

Destaca-se que a capacidade de geração de muitas usinas já existentes poderia ser elevada de 5% a 20% por meio da instalação de novas e mais eficientes turbinas (IEA, 2011e). Semelhantes reformas são a maneira mais rápida, econômica e de menor impacto ambiental para obtenção de capacidade adicional de geração.

4.3.2 Status

Estima-se que, em 2010, a capacidade instalada mundial teve um acréscimo de 30 GW, chegando a 1 010 GW (REN21, 2011). Em 2009, a produção de energia hidrelétrica no mundo foi de 3.329 TWh, representando 16,5 % da produção mundial de eletricidade (IEA, 2011a). Estima-se que, em 2010, essa produção de eletricidade tenha aumentado em 5% (REN21, 2011).

Os países que detêm maior capacidade instalada de energia hidrelétrica são mostrados na Tabela 4.5, enquanto aqueles que possuem maior participação dessa fonte nas respectivas matrizes elétricas são apresentados na Tabela 4.6.

Tabela 4.5 – Capacidade instalada em hidrelétricas (2010)

País	Capacidade (GW)
China	213
Brasil	80,7
Estados Unidos	78
Canadá	75,6
Rússia	55

Fonte: REN21, 2011


Tabela 4.6 – Participação da hidroeletricidade na matriz elétrica (2010)

País	Participação (%)
Noruega	99
Brasil	83,9
Venezuela	73,4
Canadá	59
Suécia	48,8

Fonte: IPCC, 2011

O Atlas Mundial e Guia da Indústria 2010 (IJHD, 2010) publicado pelo Jornal Internacional sobre Hidroeletricidade e Barragens – IJHD, estima que o mundo possui um potencial técnico para a produção de 14.576 TWh por ano, cerca de quatro vezes a geração atual, o que corresponderia a uma capacidade instalada estimada de 3.721 GW.

A Tabela 4.7 mostra, para as regiões do mundo, a capacidade instalada atual e potencial, o percentual não aproveitado e o fator de capacidade⁴ médio. A partir desses dados, observa-se que a Ásia é a região que possui a maior capacidade instalada no mundo, apresentando também o maior potencial absoluto de crescimento dessa fonte renovável. A África, por sua vez, é o continente que menos explora a hidroeletricidade, enquanto a América Latina possui as melhores condições para a geração de energia elétrica, devido ao maior fator de capacidade médio que possui.

Tabela 4.7 – Potencial hidrelétrico no mundo

Região	Capacidade Instalada em 2009 (GW)	Capacidade Instalada Potencial (GW)	Potencial não aproveitado (%)	Fator de Capacidade Médio (%)
América do Norte	153	388	61	47
América Latina	156	608	74	54
Europa	179	338	47	35
África	23	283	92	47
Ásia	402	2037	80	43
Oceania	13	67	80	32
Mundo	926	3.721	75	44

Fonte: IJHD, 2010

⁴ O fator de capacidade corresponde à relação entre a energia produzida pela usina em um determinado período de tempo e sua capacidade nominal de geração.

4.3.3 Custos

O investimento inicial necessário para implantação de cada aproveitamento hidrelétrico varia de acordo com as particularidades do local do projeto, mas normalmente é inferior a US\$ 2.000 por kW.

O custo da energia gerada, por sua vez, é influenciado por diversos fatores, como investimento inicial, escala do projeto, presença e dimensão do reservatório, custo de capital e fator de capacidade. Todavia, apesar de muito variável, geralmente situa-se na faixa entre US\$ 50 e US\$ 100 por MWh (IEA, 2011e), portanto, entre R\$ 87,5 a R\$ 175 por MWh, para uma taxa de conversão de R\$ 1,75 por dólar americano.

O REN21, 2011, por sua vez, estima valores mais baixos para o custo da energia hidrelétrica, como mostrado na Tabela 4.8.

Tabela 4.8 – Custo da energia hidrelétrica

Classificação	Capacidade instalada	Custos típicos da energia (US\$/MWh)
Grandes	10 megawatts (MW)–18 000 MW	30–50
Pequenas	1–10 MW	50–120
Mini	100–1.000 kilowatts (kW)	50–120
Micro	1–100 kW	70–300
Pico	0,1–1 kW	200–400

Fonte: REN21, 2011

A Tabela 4.8 apresenta também os valores estimados para o custo da energia em usinas de escala mais reduzida, com potência instalada de até 1 MW. Esse tipo de aproveitamento pode suprir eletricidade de forma descentralizada em áreas rurais, de maneira a promover a universalização de acesso à energia elétrica ou substituir a geração obtida a partir de fontes fósseis, como óleo diesel.

Um exemplo de sucesso na utilização de aproveitamentos hidrelétricos de pequena escala é o caso da China, onde mais de 45 000 usinas hidrelétricas de pequena escala, que totalizam uma capacidade de 55 GW, foram construídas e estão produzindo 160 TWh por ano. Participam do suprimento de mais de 300 milhões de habitantes, chegando a representar um terço da capacidade instalada em hidroeletricidade naquele país (IPCC, 2011).



Para esses aproveitamentos de escala reduzida podem ser usadas tecnologias alternativas nos aproveitamentos, com o propósito de simplificar e reduzir os custos de construção. Exemplos de soluções nesse sentido são a utilização de turbinas tipo *bank*, bombas centrífugas funcionando como turbina (Viana e Viana, 2011) e o uso do parafuso de Arquimedes em pequenas centrais (Werder, 2010).

4.4 Energia eólica

4.4.1 Tecnologia

A energia eólica provém da energia cinética do ar em movimento (o vento), captada por turbinas, cujo rotor está ligado a um gerador elétrico, seja diretamente ou por intermédio de uma caixa de engrenagens.

As turbinas modernas de grande porte utilizam um rotor horizontal, no topo de uma torre, com uma hélice de três pás, que podem ter o ângulo de ataque ajustado de acordo com a velocidade do vento. O rotor pode ser conectado a um gerador elétrico por meio de uma caixa de engrenagens multiplicadora de velocidade. O eixo do rotor pode também ser ligado diretamente ao gerador, sem a necessidade de caixa de engrenagens, utilizando-se, para tanto, geradores elétricos de maior diâmetro, de múltiplos polos e com excitação por ímãs permanentes.

Os sistemas eólicos podem ser instalados em terra (*onshore*) ou sobre o mar (*offshore*).

Os sistemas sobre o mar apresentam a vantagem de aproveitarem ventos normalmente mais favoráveis e utilizam as grandes turbinas para instalação em terra com adaptações, como maior proteção à corrosão. Entretanto, enfrentam dificuldades que, até o momento, tornam os projetos no mar mais desafiadores e custosos. A geração no mar requer dispendiosas estruturas de suporte para as torres, exige sistemas submersos de transmissão de eletricidade e possui condições de construção, manutenção e operação mais restritas.

As turbinas eólicas produzem energia com ventos a partir de 15 quilômetros por hora (km/h) até 90 km/h (IEA, 2009a). As maiores

turbinas eólicas atuais são de 5 MW a 6 MW de potência por unidade, com um diâmetro de rotor de 126 metros. As turbinas comerciais típicas têm capacidade entre 1,5 MW e 3 MW. As turbinas têm aumento de tamanho muito rapidamente, mas é esperada uma diminuição desse ritmo de crescimento para as turbinas em terra, devido a restrições estruturais, de transporte, e de instalação (IEA, 2011e).

4.4.2 Status

Em 2010, o acréscimo da potência instalada em energia eólica foi de 39 GW, maior que qualquer outra fonte alternativa (REN21, 2011).

Em 2011, de acordo com Conselho Global de Energia Eólica (Global Wind Energy Council – GWEC), a capacidade instalada em energia eólica no mundo cresceu 21%, com o acréscimo de 41,2 GW, alcançando assim um total de 238 GW (GWEC, 2012a).

Os principais países que utilizam essa fonte são listados na Tabela 4.9, que mostra a liderança da China, seguida pelos Estados Unidos, Alemanha e Espanha.

Tabela 4.9 – Capacidade eólica instalada em 2011

País	Acréscimo 2011 (GW)	Total 2011 (GW)	Crescimento (%)
China	18,0	62,4	40%
Estados Unidos	6,8	46,9	17%
Alemanha	2,1	29,1	8%
Espanha	1,1	21,7	5%
Índia	3,0	16,1	23%
França	0,8	6,8	14%
Itália	1,0	6,7	16%
Reino Unido	1,3	6,5	25%
Canadá	1,3	5,3	32%
Portugal	0,4	4,1	10%

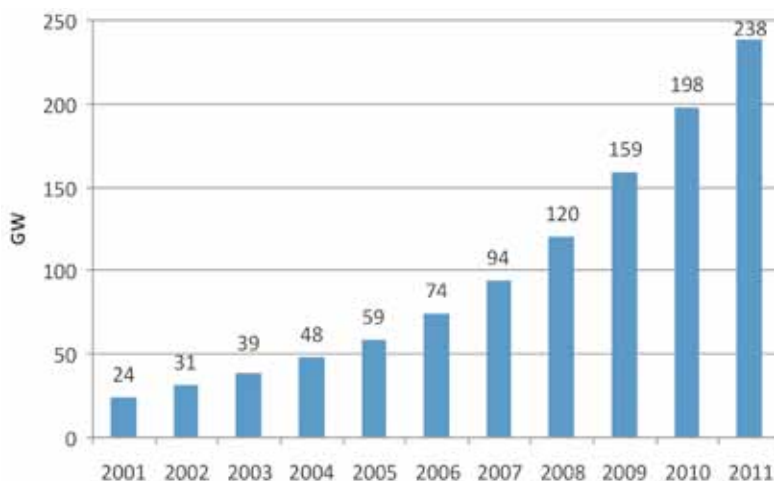
Fonte: GWEC, 2012a

Em 2011, o Brasil foi o país que apresentou o maior crescimento relativo no mundo, equivalente a 63%, com sua capacidade instalada passando de 927 MW, em 2010, para 1.509 MW, em 2011 (GWEC, 2012a).



A evolução da capacidade instalada mundial a partir de 2001 é apresentada na Figura 4.9. Observa-se um crescimento de dez vezes no período, que correspondeu a uma taxa anual média de 26%.

Figura 4.9 – Evolução da capacidade eólica mundial (GW)



Fonte: GWEC, 2012a

Todavia, o mercado eólico global manteve-se praticamente estável nos últimos três anos – 38,6 GW em 2009, 38,8 GW em 2010 e 41,2 GW em 2011 – devido a um crescimento menor nos Estados Unidos e Europa, em razão de incertezas nas políticas para fontes renováveis; pela crise econômica, que diminuiu o acesso a financiamentos; e pela redução da demanda por eletricidade em muitos países desenvolvidos (REN21, 2011).

No final de 2010, a capacidade instalada de energia eólica na União Europeia representava 5,3% do consumo de eletricidade na região. Muitos países, no entanto, obtiveram maior participação da energia eólica no atendimento da demanda por eletricidade, incluindo a Dinamarca (22%), Portugal (21%), Espanha (15,4%), Irlanda (10,1%) e Alemanha (6%). Na Alemanha, quatro estados atenderam a mais de 40% de suas necessidades de energia elétrica por meio da energia eólica. Nos Estados Unidos, nesse mesmo ano, a liderança foi do estado de Iowa, com 15% da demanda por eletricidade atendida pela fonte eólica (REN21, 2011).

Além disso, o interesse em pequenas turbinas eólicas está crescendo, impulsionado pela necessidade de energia elétrica no meio rural, pelo

desenvolvimento de inversores de baixo custo para conexão à rede elétrica e por incentivos governamentais (REN21, 2011). O uso da energia eólica para suprimento de comunidades rurais isoladas ou de consumidores residenciais ou comerciais conectados à rede pode trazer benefícios de desenvolvimento econômico e social (IPCC, 2011).

No final de 2010, o número de pequenas turbinas eólicas, com capacidade de até 100 kW, instaladas no mundo alcançou 656084 unidades, que geraram mais de 382 GWh no ano. O crescimento, em relação a 2009, foi de 26%. A capacidade instalada total alcançou 443,3 MW ao final de 2010. Como mostrado na Tabela 4.10, a China lidera em número de unidades instaladas, enquanto os Estados Unidos possuem a maior potência instalada (WWEA, 2012).

Tabela 4.10 – Pequenas Turbinas Eólicas (2010)

País	Nº de unidades	Capacidade instalada (MW)	Tamanho médio das turbinas (kW)
China	450.000	166	0,37
Estados Unidos	144.000	179	1,24
Reino Unido	21.610	43	2,0
Canadá	11.000	12,6	1,15
Alemanha	10.000	15	1,5

Fonte: WWEA, 2012

4.4.3 Custos

Os custos de investimentos em energia eólica têm apresentado redução expressiva a partir do início dos anos oitenta do século passado, apesar de ter ocorrido elevação do preço das turbinas, no período entre 2007 e 2009, devido à demanda aquecida e ao aumento dos preços de matérias-primas para sua fabricação. Entretanto, recentemente, com o desenvolvimento do mercado abaixo da expectativa, ocorreu um excesso de capacidade de fabricação, o que levou a uma queda nos preços das turbinas. Para contratos assinados no final de 2010, para entrega no segundo semestre de 2011, os preços das turbinas estavam em US\$ 1.350 por kW, 19% inferiores aos preços de pico entre 2007 e 2008 (IEA, 2011e).



De acordo com a IEA (2011e), o custo da energia eólica depende do preço das turbinas, do custo financeiro e das condições do local de instalação, situando-se na faixa entre US\$ 40 e US\$ 160 por megawatt-hora para o caso de projetos em terra. Já em REN21 (2011), esse custo foi estimado entre US\$ 50 e US\$ 90 por MWh. Para a faixa inferior de custos, empreendimentos eólicos já são competitivos, sem a necessidade de políticas governamentais de apoio.

Para os empreendimentos sobre o mar, essas publicações estimam os custos entre US\$ 180 e US\$ 190 por MWh (IEA, 2011e) e entre US\$ 100 e US\$ 200 por MWh (REN21, 2011).

Para pequenas turbinas com capacidade entre 3 e 100 kW, estima-se o custo da energia produzida entre US\$ 150 e US\$ 200 por MWh (REN21, 2011). Considerando uma taxa de conversão de R\$ 1,75 por dólar, está faixa estaria entre R\$ 262,50 e R\$ 437,50, que são inferiores à maior parte das tarifas residenciais pagas pelos consumidores no Brasil.

4.5 Energia geotérmica

A energia geotérmica consiste no aproveitamento da energia térmica armazenada no interior da terra, em rochas ou a partir de água aprisionada no estado líquido ou de vapor, para a produção de eletricidade ou calor.

São utilizados poços para a produção de fluidos aquecidos, que movimentam turbinas a vapor para a produção da energia mecânica, que será convertida em eletricidade por meio de geradores elétricos. Atualmente são utilizadas três tecnologias para a exploração desses recursos.

Plantas de vapor rápido, que utilizam vapor originado da redução da pressão da água proveniente de reservatórios hidrotermais de alta temperatura. Esse tipo de usina representa dois terços da capacidade hoje instalada em energia geotérmica (IEA, 2011e).

Plantas de vapor seco, quando se dispõe de reservatórios que produzem vapor seco, isto é, sem água líquida, que pode ser enviado diretamente para as turbinas a vapor.

Plantas binárias, que podem utilizar recursos geotérmicos de baixas para médias temperaturas, que vaporizam fluidos de baixo ponto de ebulição por meio de trocadores de calor.

A capacidade instalada mundial para a produção de energia elétrica em usinas geotérmicas atingiu 11 GW ao final de 2010 (REN21, 2011). Os principais países a explorar essa fonte de energia são mostrados na Tabela 4.11. Nota-se que estão todos situados em regiões de importante atividade vulcânica.

Em termos relativos, a liderança é da Islândia, que produziu, em 2010, 26% de sua eletricidade a partir de energia geotérmica, enquanto nas Filipinas, 18% da eletricidade originou-se dessa mesma fonte (REN21, 2011).

Tabela 4.11 – Capacidade geotérmica total em 2010

País	Capacidade instalada (GW)
Estados Unidos	3,1
Filipinas	1,9
Indonésia	1,2
México	1
Nova Zelândia	0,8
Islândia	0,6
Japão	0,5

Fonte: REN21, 2011

Em média, os custos de produção de energia elétrica em plantas de vapor rápido a partir de recursos hidrotermais de alta temperatura situam-se entre US\$ 50 e US\$ 80 por MWh. Já em plantas binárias, os custos variam entre US\$ 60 e US\$ 110 por MWh, mas em plantas menores e com recursos geotérmicos que apresentam temperaturas mais baixas, chegam a US\$ 200 por MWh (IEA, 2011e).

4.6 Energia dos oceanos

A energia dos oceanos é a que apresenta menor grau de maturidade, com limitada aplicação comercial, mas com uma ampla gama de dispositivos ainda em fase de pesquisa e desenvolvimento (REN21, 2011).

Para o aproveitamento dos recursos energéticos dos oceanos, cinco alternativas tecnológicas são consideradas.



Energia das marés, extraída a partir da construção de barragens em locais que apresentam grandes diferenças de nível entre a alta e a baixa maré.

Energia das correntes de maré e marinhas, derivada da energia cinética associada às correntes das marés e correntes marinhas, aproveitada por meio da instalação de turbinas que aproveitam o fluxo da água, sem a necessidade de construção de barragens.

Energia das ondas, que aproveita a energia cinética ou potencial associada às ondas do mar para a produção de energia elétrica, por meio de grande variedade de dispositivos em desenvolvimento.

Energia de gradientes de temperatura, obtida a partir da utilização da diferença de temperatura entre a superfície e o fundo dos oceanos, por meio de diferentes processos de conversão de energia térmica dos oceanos (IEA, 2011e).

Energia de gradientes de salinidade, que aproveita a diferença de salinidade entre a água do mar e a água doce dos rios em estuários, explorando a diferença de potencial químico ou a diferença de pressão osmótica entre as duas soluções.

Até o final de 2010, apenas os sistemas de energia das marés com o uso de barragens atingiram escala comercial. Segundo REN21 (2011), a capacidade instalada mundial é de apenas 0,3 GW, decorrente, principalmente, da usina de La Rance, na França, que utiliza uma barragem para aproveitar a energia de maré e possui 240 MW de capacidade instalada, tendo sido inaugurada em 1966.

O custo da energia proveniente da exploração da diferença de nível das marés é estimado entre US\$ 180 e US\$ 240 por MWh, a uma taxa de juros de 7% ao ano (IPCC, 2011).

5. Principais países e suas políticas

5.1 Introdução

Alguns países têm obtido grande sucesso no objetivo de elevação da participação das fontes renováveis em suas matrizes energéticas, por

meio da adoção de políticas, muitas vezes inovadoras, que acabaram por se tornar referência mundial. Esse é o caso da Alemanha e também da Espanha.

Outras nações, por sua vez, conseguiram resultados expressivos em alguns setores energéticos, por meio da adoção de políticas apropriadas. Nessa situação, podem ser citados os Estados Unidos e a China, no que se refere à energia eólica. A China também é líder no aproveitamento da energia solar para aquecimento de água e na implantação de pequenas unidades de geração descentralizadas.

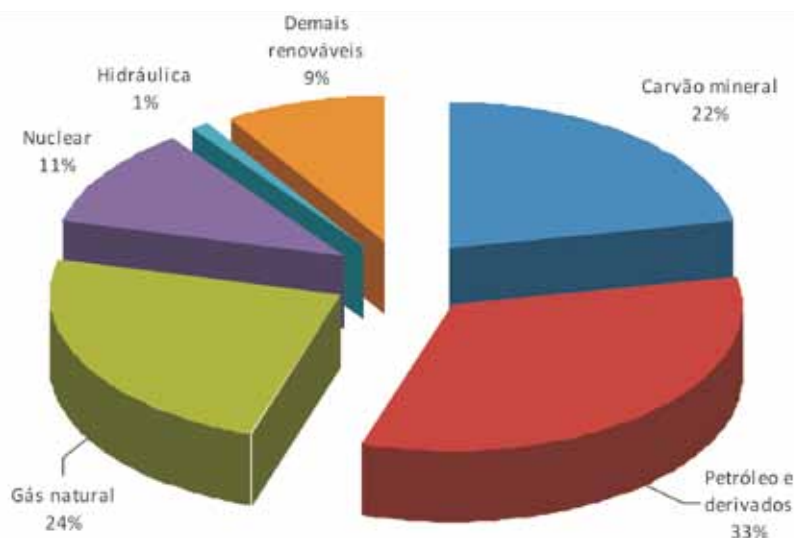
5.2 Alemanha

A Alemanha, ao final de 2009, apresentava uma população de cerca de 82 milhões de habitantes e um Produto Interno Bruto (PIB) de aproximadamente US\$ 2,0 trilhões (IEA, 2011a).

A composição de sua matriz energética é mostrada na Figura 5.1, onde se observa o predomínio do petróleo, gás natural e carvão mineral.

Apesar de utilizar, predominantemente, combustíveis fósseis, a Alemanha é um dos países que maiores esforços tem empreendido com o propósito de elevar a participação das fontes renováveis em sua matriz energética.

Figura 5.1 – Oferta de energia primária na Alemanha (2009)



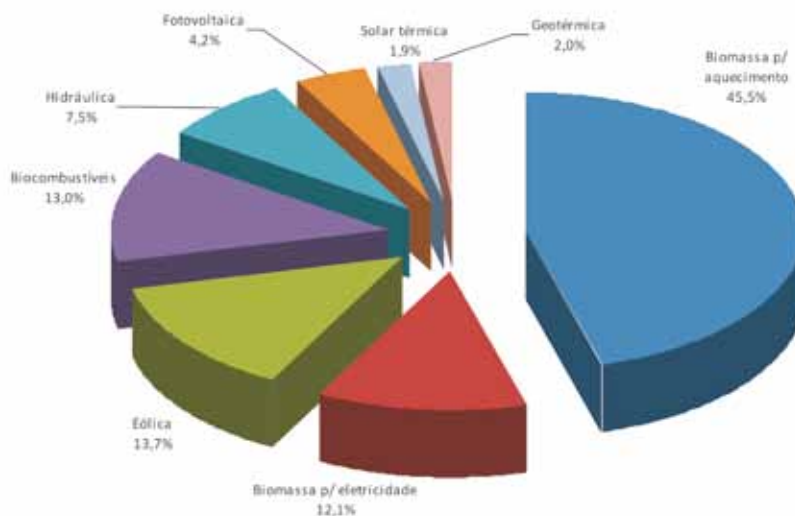
Fonte: IEA, 2012a



Em razão desses esforços, entre 1990 e 2010, a participação das renováveis no consumo de energia primária do país passou de 1,3% para 9,4% (BMU, 2011). A contribuição de cada fonte renovável no consumo final de energia na Alemanha, em 2010, é mostrada na Figura 5.2. A grande participação da biomassa para aquecimento deve-se, principalmente, à queima de madeira. A participação da fonte geotérmica decorre, essencialmente, de seu uso para aquecimento.

Entre os segmentos do setor energético, aquele onde se observou maior crescimento da participação relativa das fontes renováveis na Alemanha foi o setor elétrico. Nesse segmento, a participação das renováveis passou de 3,1%, em 1990, para 17%, em 2010. A produção de energia elétrica a partir dessas fontes, em 1990, foi de 17 TWh, enquanto, em 2010, atingiu 103 TWh, o que corresponde a um crescimento de 505% no período (BMU, 2011).

Figura 5.2 – Energia renovável consumida na Alemanha em 2010

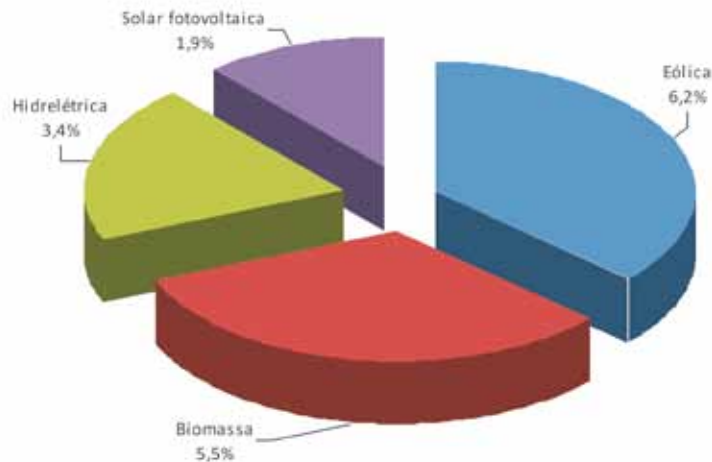


Fonte: BMU, 2011

Na matriz elétrica, as mais importantes fontes renováveis são a eólica, biomassa, hidrelétrica e solar fotovoltaica, como mostrado na Figura 5.3.

Ressalte-se que, dos 37793 GWh produzidos pela fonte eólica em 2010, apenas 174 GWh foram obtidos em instalações situadas sobre o mar.

Figura 5.3 – Renováveis na matriz elétrica na Alemanha (2010)



Fonte: BMU, 2011

Quanto à biomassa, segunda mais importante fonte em produção de eletricidade na Alemanha, as matérias-primas que mais se sobressaem são o biogás e a biomassa sólida, conforme mostrado na Tabela 5.1.

Tabela 5.1 – Energia elétrica derivada da biomassa na Alemanha (2010)

Combustíveis da biomassa	Energia elétrica (GWh)
Sólidos	11 800
Líquidos	1 800
Biogás	13 300
Gás de esgoto	1 101
Gás de aterro	680
Queima de resíduos	4 651
Total	33 332

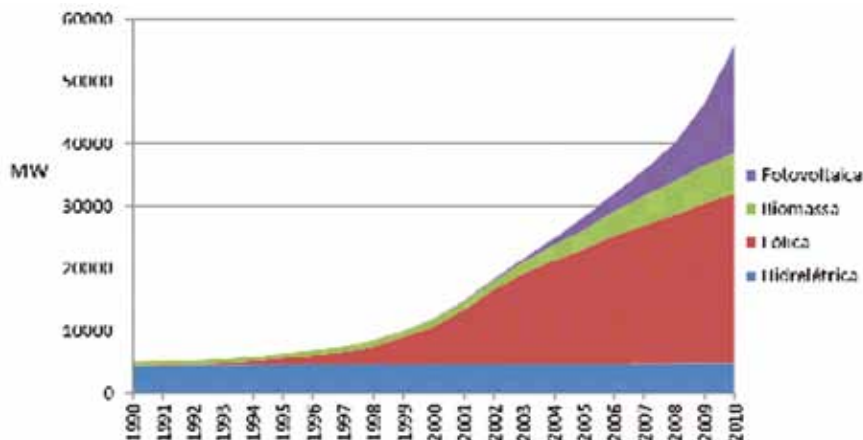
Fonte: BMU, 2011

O aumento da energia renovável produzida naquele país é decorrente de uma expressiva e contínua elevação da capacidade instalada a partir de fontes dessa natureza, como mostra a Figura 5.4. A capacidade eólica, entre 1990 e 2010, elevou-se de 55 MW para 27 204 MW; a solar fotovoltaica, partindo de 1 MW em 1990, alcançou 17 320 MW em 2010; a capacidade de produção de eletricidade a partir da biomassa obteve um acréscimo de 1.032% nesse mesmo período, chegando a 6 610 MW. A energia hidrelétrica, por outro lado, apresentou pequeno crescimento nesse intervalo temporal (9%), alcançando 4 780 MW em 2010.



Essa rápida evolução das fontes renováveis para geração de energia elétrica é resultado da legislação pioneira implantada pela Alemanha, que se tornou referência em todo o mundo.

Figura 5.4 – Evolução da capacidade instalada de geração de energia elétrica



Fonte: BMU, 2011

Inicialmente, foi instituída, em 1990, a Lei de Venda de Eletricidade à Rede (StrEG), que entrou em vigor em 1991. Ela exigia que as distribuidoras de energia elétrica conectassem as instalações para geração a partir de fontes renováveis à rede elétrica e que adquirissem a energia produzida a uma determinada tarifa mínima. À época, essa tarifa *feed-in* correspondia a percentuais da tarifa média paga pelos consumidores finais, sendo 90% para o caso das fontes solar e eólica. Em relação às hidrelétricas e energia da biomassa, a tarifa era de 65% a 80% da tarifa média aplicada aos consumidores finais, dependendo da capacidade instalada. A lei, no entanto, não se aplicava a unidades de capacidade superior a 5 MW.

Essa forma de remuneração, no entanto, não dava garantia suficiente aos investimentos, uma vez que a remuneração poderia cair em razão de eventuais quedas no valor das tarifas pagas pelos consumidores finais. Em relação à energia solar fotovoltaica, o valor recebido pelos geradores, em torno de € 85 (oitenta e cinco euros) por MWh, não era suficiente para cobrir os custos de cerca de € 900 por MWh (IEA, 2011f).



No ano 2000, a lei StrEG foi substituída pela Lei de Fontes Renováveis de Energia (EEG), que definiu o objetivo de, pelo menos, dobrar a participação das fontes renováveis no consumo de energia elétrica até 2010, como forma de minimizar o aquecimento global e proteger o meio ambiente.

Essa nova lei manteve a obrigação de conectar as fontes renováveis e exigiu que fosse dada prioridade à compra de sua energia. Além disso, mudou a forma de remuneração, estabelecendo tarifas *feed-in* que variavam de acordo com o custo da energia de cada fonte e a dimensão de cada instalação, com pagamento garantido por vinte anos, como forma de incentivar investimentos de longo prazo. Foi também previsto, para o caso de algumas fontes, um percentual de decréscimo anual das tarifas pagas, que variava de 1% para a biomassa (exceto para biogás de aterros sanitários e de esgotos), 1,5% para eólica e 5% para energia solar. Esse decréscimo tem a finalidade de absorver a redução dos custos de geração decorrentes de ganhos de escala ou avanços técnicos.

A EEG também definiu novos limites de capacidade instalada para as instalações beneficiadas e incluiu em seu âmbito a fonte geotérmica, assim como a energia elétrica produzida pela queima do gás liberado em minas de carvão. Também instituiu uma sistemática nacional para compartilhar os custos decorrentes de sua aplicação.

Em 2004, foi realizada uma primeira revisão da EEG, tendo sido fixada a meta de se atingir 12,5% de participação das fontes renováveis no suprimento de energia elétrica até 2010 e 20% até 2020. Foram feitas modificações, como:

- inclusão de definições, com a finalidade de elevar a segurança jurídica da norma;
- previsão de pagamento pela energia gerada por hidrelétricas de até 150 MW;
- ajustes nas tarifas, como a elevação do valor pago pela energia geotérmica, solar e eletricidade derivada da biomassa;
- estabelecimento de percentuais de decréscimo anual das tarifas para todas as fontes;



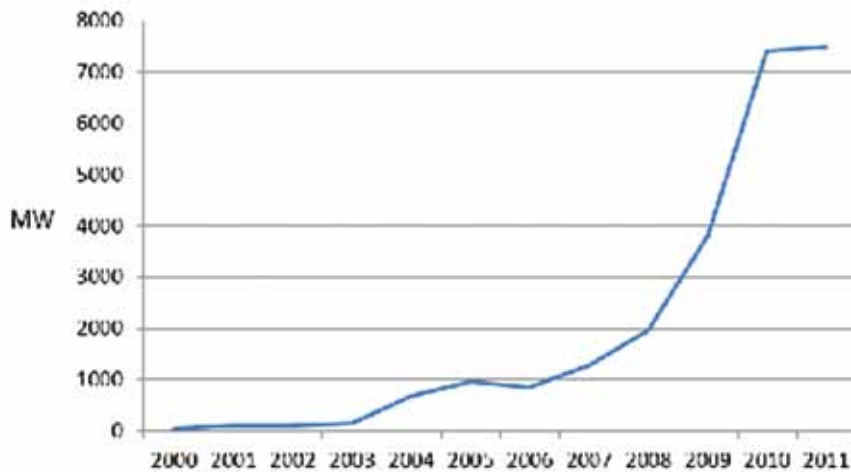
- estabelecimento de tarifas diferenciadas para os cinco primeiros anos de operação das plantas eólicas;
- introdução de uma limitação da participação das indústrias eletrointensivas na cobertura dos custos decorrentes das tarifas *feed-in* previstas na EEG.

Em 2008, foi realizada nova revisão da EEG, com as modificações vigorando a partir de 2009. Essa versão fixou como meta aumentar a participação das fontes renováveis no suprimento de eletricidade para, pelo menos, 30% em 2020. Entre as modificações empreendidas, foram atualizados os valores das tarifas a serem pagas para cada fonte renovável, tendo sido aumentados para algumas (como biomassa) e reduzidos para outras, especialmente eólica e solar. Os percentuais de decréscimo anuais das tarifas para a energia fotovoltaica foram aumentados, passando a variar entre 9% e 11%. Esses percentuais poderiam se elevar ainda mais, conforme a capacidade total instalada no país em cada exercício. Foi também incluído incentivo ao consumo local da energia produzida.

Em 2011, realizou-se nova revisão, para vigorar a partir de 2012, tendo sido definidas metas de participação das fontes renováveis no suprimento de energia elétrica de 35% até 2020, 50% até 2030 e 80% até 2050. Também se estabeleceu o objetivo de, até 2020, elevar para 18% a participação das fontes renováveis no consumo final de energia do país. Nessa versão atualmente em vigor, além de outras alterações, foram redefinidos os valores das tarifas por fonte, com significativa elevação das tarifas correspondentes à energia geotérmica e à derivada da biomassa.

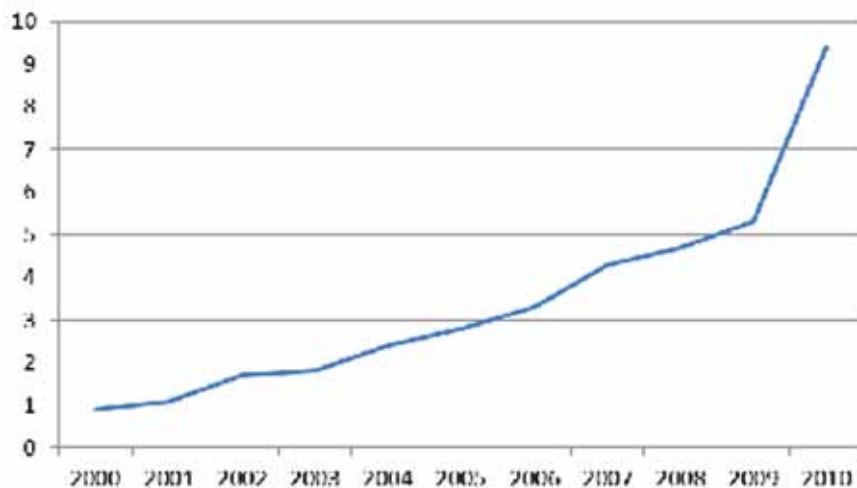
Essa legislação, somada a outros programas governamentais, levou a Alemanha a expressiva liderança mundial em termos da capacidade instalada em energia fotovoltaica. O país também ocupa a terceira posição em energia eólica e a segunda colocação no que se refere à eletricidade da biomassa.

Quanto à energia fotovoltaica, cabe ressaltar que os incentivos concedidos e a acelerada queda nos preços dos módulos fotovoltaicos (Figura 4.5) ocasionaram acréscimos de capacidade em ritmo muito acelerado nos últimos anos, como mostrado na Figura 5.5, acima das expectativas do governo da Alemanha.

Figura 5.5 – Nova capacidade instalada fotovoltaica na Alemanha

Fontes: BMU, 2011 e EPIA, 2012

Como resultado dessa situação, os custos anuais decorrentes da política de fontes renováveis para produção de energia elétrica elevaram-se acima das estimativas. O crescimento dos custos decorrentes da EEG pode ser visto na Figura 5.6.

Figura 5.6 – Custos anuais da EEG (bilhões de euros)

Fonte: BMU, 2011

Esse ritmo de crescimento de custos levou o país a adotar o mecanismo previsto nas reformas de 2008 e 2011 da lei de fontes renováveis, que consiste em elevar os percentuais de redução do valor da tarifa válida para determinado período, quando a instalação de painéis fotovoltaicos no período anterior for maior que determinados patamares



de potência, de modo a controlar a evolução dessa fonte. A Tabela 5.2 mostra os percentuais de redução a serem aplicados anualmente, de acordo com a legislação em vigor. Ressalte-se que variação na taxa de redução poderá ocorrer também duas vezes por ano, caso a evolução da capacidade instalada ocorra muito rapidamente.

Tabela 5.2 – Redução anual da tarifa *feed-in* fotovoltaica na Alemanha

Nova capacidade nos 12 meses anteriores	Redução anual da tarifa <i>feed-in</i>
abaixo de 1500 MW	1,5%
entre 1 500 MW e 2 000 MW	4%
entre 2 000 MW e 2 500 MW	6,5%
entre 2 500 MW e 3 500 MW	9%
entre 3 500 MW e 4 500 MW	12%
entre 4 500 MW e 5 500 MW	15%
entre 5 500 MW e 6 500 MW	18%
entre 6 500 MW e 7 500 MW	21%
acima de 7 500 MW	24%

Fonte: EEG

A tarifa média paga pelos consumidores residenciais de energia elétrica na Alemanha, em 2010, foi de cerca de € 240 por MWh, sendo que a parcela correspondente à cobertura dos custos da política para fontes renováveis foi de € 23 por MWh. Entretanto, é preciso considerar que a utilização das fontes renováveis provoca também uma redução da demanda por energia de origem fóssil, o que acarreta uma queda de preço no custo dessa energia convencional. O governo alemão estimou, para os anos de 2008 e 2009, que essa redução foi de cerca de € 6 por MWh, o que é chamado de efeito de ordem de mérito (BMU, 2011).

A Alemanha também implantou, em 2009, a Lei de Energias Renováveis para Aquecimento, modificada em 2011, que estipula que os novos edifícios, residenciais ou não residenciais, deverão atender parte de sua demanda por calor ou frio por meio de fontes renováveis de energia. Essa parcela obrigatória varia de 15% a 50%, de acordo com a fonte utilizada, que pode ser escolhida pelo proprietário. O setor público também deverá cumprir essa exigência para edifícios já existentes que venham a sofrer reformas importantes. O governo também fornece apoio financeiro para que os proprietários de edifícios



já existentes instalem sistemas de aquecimento e resfriamento baseados em fontes renováveis, conforme consta do sítio do Ministério de Meio Ambiente da Alemanha (em <http://www.erneuerbare-energien.de/inhalt/42351/>). Em 2010, a participação das fontes renováveis no consumo final de calor na Alemanha foi de 9,5% (BMU, 2011).

Já os biocombustíveis contribuíram com 5,8% da demanda por combustíveis para transporte na Alemanha em 2010, sendo que o biodiesel participou com 4,3%, o etanol com 1,4% e o óleo vegetal com 0,1% (BMU, 2011).

Quanto ao reflexo da política para energias renováveis no mercado de trabalho, o governo alemão estima que, em 2010, 367 mil empregos podiam ser atribuídos às fontes renováveis no país, sendo que, desse total, 262 mil decorriam da lei de fontes renováveis de energia. Sob o aspecto econômico, estima-se que as empresas alemãs efetuaram vendas equivalentes a € 25,3 bilhões, incluídas as exportações. As energias renováveis resultaram ainda em outros ganhos de quantificação mais difícil, como redução da dependência de importações e o aumento da segurança no suprimento energético devido à diversificação das fontes (BMU, 2011).

Em relação aos benefícios ambientais, estima-se que as energias renováveis na Alemanha evitaram emissões equivalentes a 115 milhões de toneladas de CO₂, que corresponderiam a € 8,4 bilhões economizados com a redução de efeitos nocivos causados pela poluição do ar, como despesas para mitigação de mudanças climáticas, despesas devidas a danos à saúde, perdas agrícolas e materiais, bem como redução da biodiversidade (BMU, 2011).

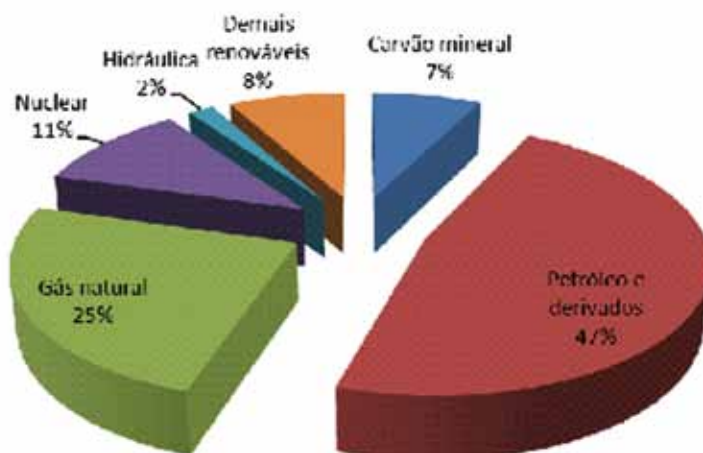
5.3 Espanha

A população da Espanha, em 2009, era de cerca de 46 milhões de habitantes e seu PIB situava-se em torno de US\$ 713 bilhões (IEA, 2011a). As principais fontes de energia que o país utiliza são o petróleo e o gás natural (Figura 5.7), mas, assim como a Alemanha, tem tido uma estratégia de aumentar a participação das fontes renováveis, tendo também obtido sucesso nesse objetivo. Em 2010, a participação das fontes renováveis na oferta de energia primária, alcançou 11,1%



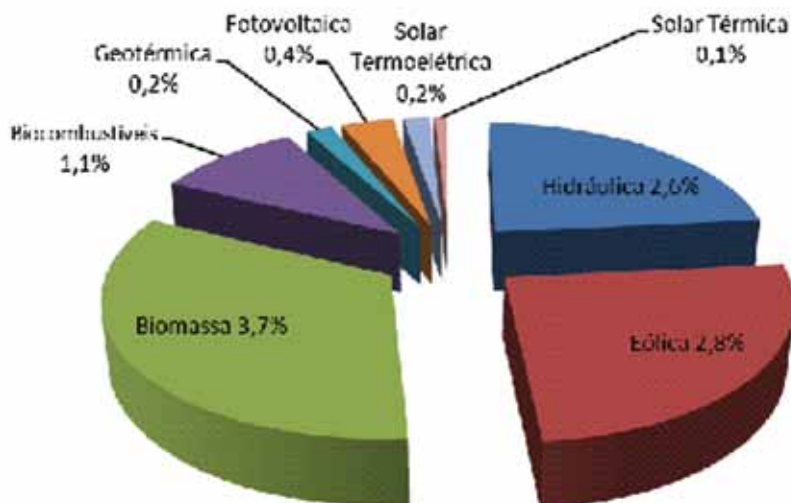
(Espanha, 2011). A distribuição dessa energia entre cada fonte renovável é mostrada na Figura 5.8.

Figura 5.7 – Oferta de energia primária na Espanha (2009)



Fonte: IEA, 2012b

Figura 5.8 – Participação das fontes renováveis na Espanha (2010)



Fonte: Espanha, 2011

No que se refere à energia elétrica, a participação da energia renovável é mais significativa e atingiu 32,4% em 2010, enquanto, em 1998, era de apenas 18,6% (Espanha, 2011). A contribuição de cada fonte em 2010 é mostrada na Tabela 5.3.

Tabela 5.3 – Participação das renováveis na geração de energia elétrica na Espanha (2010)

Fonte de energia	Participação na geração	Capacidade instalada (MW)
Hidráulica	14,1 %	18.535
Eólica	14,6 %	20.759
Biomassa	1,5 %	958
Fotovoltaica	2,2 %	3.944
Solar termoelétrica	0,23 %	682

Fontes: Espanha, 2011 e IDAE, 2011

É de se destacar que as fontes renováveis que apresentaram maior crescimento a partir de 1999 foram a eólica, que produziu, em 2010, 16 vezes mais energia que em 1999, e a solar, cuja produção, em 2010, foi 35 vezes superior à de 1999, de acordo com dados da Eurostat.

A estrutura atual da matriz elétrica foi alcançada por meio de uma política governamental baseada em uma legislação que utiliza as tarifas *feed-in* como principal instrumento para elevar a participação das fontes renováveis de energia.

Inicialmente, o Decreto Real nº 2.818/1998 estabeleceu que as instalações geradoras de energia elétrica que utilizassem fontes renováveis, com capacidade instalada igual ou inferior a 50 MW, poderiam vender a energia produzida ao sistema elétrico, por meio de um regime especial, cuja remuneração correspondia ao preço médio do mercado de geração adicionado de um prêmio, que variava com a fonte de energia utilizada. No caso da energia solar, havia um prêmio para instalações de até 5 kW, que era o dobro do estabelecido por instalações maiores, de até 50 MW. Essas instalações poderiam também optar por vender a energia a um preço fixo (tarifa *feed-in*), exceto para o caso das hidrelétricas e daquelas que utilizassem biomassa secundária, como resíduos agrícolas e urbanos.



Em 2004, o regime especial para fontes renováveis foi alterado pelo Decreto Real nº 436/2004. Essa norma estabeleceu um regime opcional, com tarifas reguladas, calculadas como uma porcentagem de uma tarifa média de referência. Cada instalação poderia também optar por vender a energia no mercado, recebendo um prêmio, que era calculado como um percentual da tarifa média de referência. Esse decreto permitiu também que instalações maiores que 50 MW, como as de energia solar, pudessem se beneficiar do regime especial. Além disso, estabeleceu metas de capacidade instalada que, quando atingidas, ensejariam a revisão das tarifas e prêmios.

Em 2007, o governo espanhol, considerando que os objetivos estabelecidos no Plano de Energias Renováveis 2005-2010 ainda estavam distantes de serem alcançados, editou o Decreto Real nº 661/2007, que passou a regular o regime especial de produção de energia elétrica renovável. O decreto voltou a definir as tarifas e os prêmios em valores fixos por unidade de energia produzida. Entretanto, a norma estabeleceu metas de potência anual a contratar, determinando que, uma vez atingido 85% da meta de determinada fonte, seria fixado, pelo Secretário-Geral de Energia, um prazo máximo para registro de novas instalações que teriam direito a tarifas e prêmios, que não poderia ser inferior a doze meses. Esse mecanismo teve efeito importante sobre o mercado fotovoltaico da Espanha e mesmo do mundo. Isso porque, em agosto de 2007, a instalação de sistemas fotovoltaicos superou 85% da meta para 2010, ocasionando sua aplicação. Assim, durante o prazo de um ano que se seguiu, ocorreu uma corrida para instalação de novas unidades fotovoltaicas de geração, que levou ao registro de mais de 3 000 MW, provocando uma elevação dos preços das células de silício policristalino no mundo (IEA, 2011e). Após a explosão de 2008, o mercado espanhol praticamente entrou em colapso em 2009, com uma capacidade instalada de apenas 60 MW (IEA, 2011d).

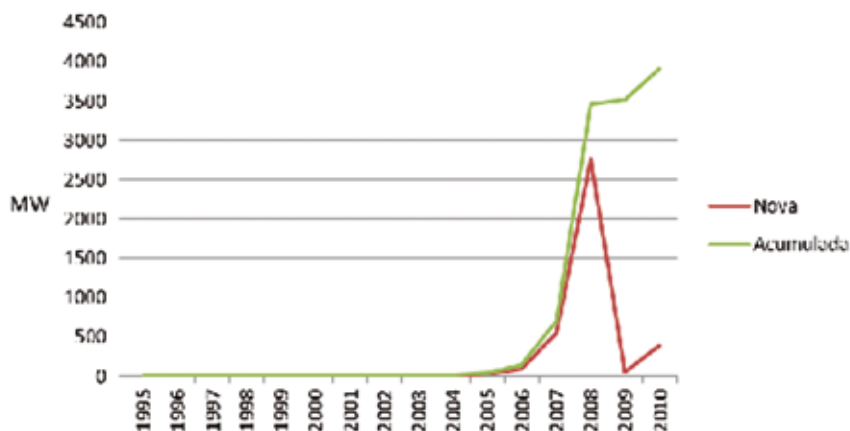
Para permitir a sobrevivência da cadeia produtiva fotovoltaica que se instalara na Espanha, seu governo, por meio do Decreto Real nº 1.578/2008, decidiu mudar o regime para essa fonte. Inicialmente, promoveu uma diferenciação entre instalações fixadas em fachadas ou coberturas de construções e aquelas instalações sobre o solo. De-

finiu também que seriam fixadas quotas para cada convocação de registro de novas unidades de geração fotovoltaica. No primeiro ano foi estabelecida uma meta de 400 MW. Houve uma redução das tarifas pagas a instalações de menor potência e elevação daquelas aplicáveis às de maior capacidade. Em 2009, sob esse novo regime, a potência fotovoltaica instalada foi de 392 MW.

Posteriormente, foi ainda editado o Decreto Real 1.565/2010, que determinou, entre outras disposições, uma redução das tarifas pagas à fonte fotovoltaica, mais incisiva para o caso dos sistemas sobre o solo e daqueles de maior potência instalados em edifícios, com redução de 25%. As pequenas instalações sobre edifícios tiveram a tarifa reduzida em 5%.

Em razão dessas alterações de política para a energia fotovoltaica, o aumento de capacidade na Espanha ocorreu de forma irregular, como mostrado na Figura 5.9.

Figura 5.9 – Capacidade instalada em energia fotovoltaica na Espanha



Fonte: IEA, 2011d

Todavia, a redução da demanda de energia e o aumento da produção de energia elétrica a partir de fontes renováveis subsidiadas causaram déficits tarifários no setor elétrico. Com o agravamento dos efeitos da crise financeira sobre a Espanha, o governo decidiu, entre as medidas de ajuste recentemente implantadas, suspender os incentivos à construção de novas instalações dessa natureza. Essa medida de caráter radical se deu por intermédio do Real Decreto-Lei nº 1/2012.

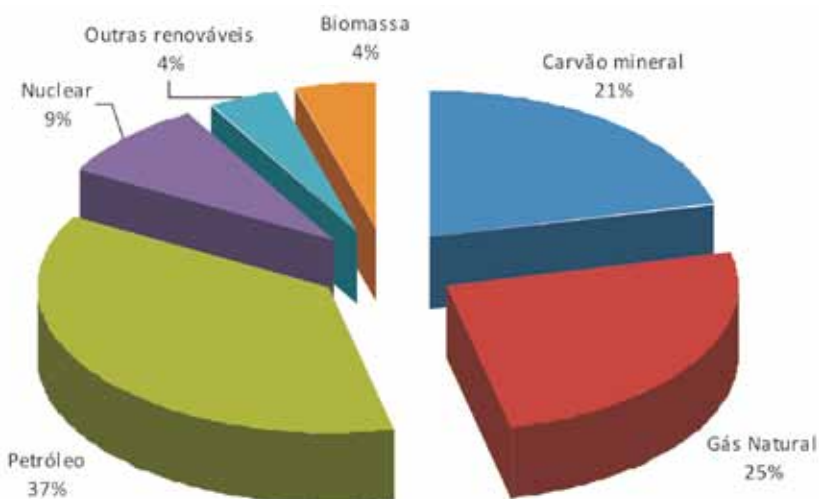


Quanto à energia termossolar, é de se destacar que o Código Técnico da Edificação da Espanha, que entrou em vigor em 2006, exige que os edifícios novos e os reformados atendam uma parcela da demanda doméstica por água quente por meio de energia solar térmica. Essa parcela varia entre 30% e 70%, dependendo do clima e outras condições locais (IEA, 2009b).

5.4 Estados Unidos

Os Estados Unidos possuíam, em 2009, uma população de cerca de 307 milhões de habitantes e um PIB de US\$ 11,4 trilhões. O país é o segundo maior consumidor de energia no mundo, atrás apenas da China (IEA, 2011a). A composição da sua matriz energética é apresentada na Figura 5.10, onde se observa o predomínio das fontes fósseis, com destaque para o petróleo.

Figura 5.10 – Oferta de energia primária nos Estados Unidos (2010)



Fonte: U.S. Energy Information Administration (EIA)

A participação das fontes renováveis não tem apresentado uma clara tendência de elevação nos últimos anos, como mostrado na Figura 5.11.

Entretanto, algumas fontes apresentaram desenvolvimento expressivo. No caso da energia eólica, por exemplo, a capacidade instalada passou de 2,6 GW em 2000 para 47 GW em 2011 (IPCC, 2011, e GWEC, 2012a), sendo o segundo maior parque do mundo, atrás apenas do implantado na China.

Figura 5.11 – Participação das fontes renováveis no consumo de energia primária nos Estados Unidos



Fonte: U.S. Energy Information Administration (EIA)

No âmbito federal, a principal norma de incentivo às fontes renováveis é a Lei de Recuperação e Reinvestimento dos Estados Unidos (American Recovery and Reinvestment Act – ARRA), de fevereiro de 2009, que destina US\$ 80 bilhões para pesquisa, desenvolvimento e implantação de energia limpa. Desse montante, cerca de US\$ 30 bilhões serão utilizados na concessão de incentivos fiscais e US\$ 50 bilhões apropriados diretamente (IEA et al., 2012a). Entre os incentivos fiscais estão incluídos créditos tributários decorrentes da produção de energia renovável, correspondentes a aproximadamente US\$ 21 em créditos tributários por megawatt-hora produzido. Cabe assinalar que esses incentivos calculados sobre a produção já vinham sendo concedidos desde 1999, sendo considerados como um dos fatores responsáveis pelo desenvolvimento da energia eólica naquele país (IPCC, 2011). Também estão previstos créditos tributários pelo investimento em tecnologias de energia renovável, equivalentes a 30% do investimento realizado. O empreendedor pode ainda optar por receber uma subvenção direta, isto é, recursos em dinheiro, no mesmo valor dos créditos decorrentes de investimentos. Essa última opção foi adotada porque, em períodos de crise econômica, os créditos tributários perdem parte de sua eficácia. Esse mecanismo de incentivo é o programa federal de maior importância para o crescimento de instalações fotovoltaicas nos Estados Unidos.



A lei de recuperação econômica permite também a utilização de depreciação acelerada, de 50% no primeiro ano, nos projetos de energia renovável. São previstos ainda créditos tributários para fabricantes de componentes e sistemas para produção de energia limpa.

No que se refere a apropriações diretas, a lei destina recursos para programas relacionados às fontes renováveis, como concessão de financiamentos e garantias, desenvolvimento de redes inteligentes (*smart grids*), realização de pesquisas e capacitação de mão de obra (IEA et al., 2012b).

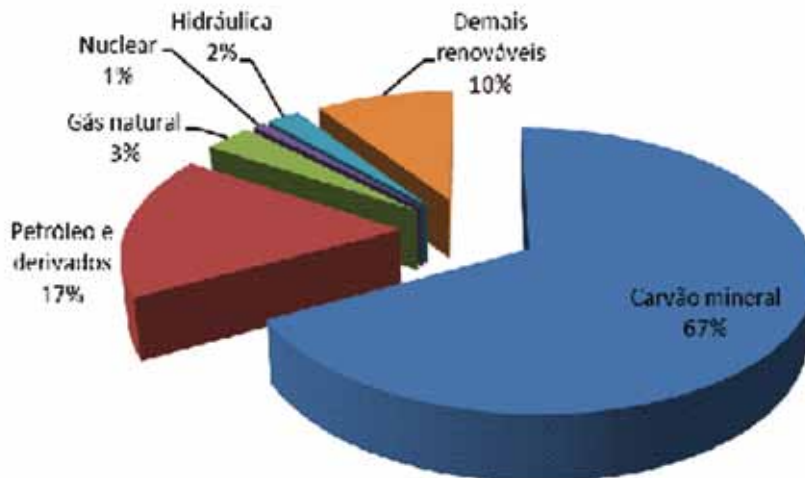
No nível estadual, destacam-se as políticas de fixação de cotas mínimas de energia renovável (*Renewable Portfolio Standards*). Essa sistemática implica em se exigir dos fornecedores de energia elétrica que obtenham um percentual mínimo de participação de fontes renováveis até determinada data. Alguns estados definem a composição das fontes que deverão ser utilizadas para atingir o objetivo, enquanto outros deixam que o mercado decida. Um componente central dessa política é a utilização de certificados negociáveis de energia elétrica de origem renovável, de modo que as empresas fornecedoras de energia possam alcançar suas cotas por meio de geração própria renovável ou da aquisição dos certificados de outros geradores. Atualmente, 33 estados mais o Distrito de Colúmbia possuem semelhantes sistemas de cotas (IEA et al., 2012c). A sistemática adotada pelo estado da Califórnia é uma das mais ambiciosas, estabelecendo para suas distribuidoras de eletricidade a meta de 33% de participação de renováveis até 2020 (IEA et al., 2012d). Outro mecanismo difundido entre os estados norte-americanos é a medição diferencial (*net-metering*), atualmente adotada por 44 unidades da federação (Aneel, 2011). Esse sistema consiste na utilização de medidores de consumo que registram, para fins de faturamento, a diferença entre a energia consumida da rede elétrica e a nela injetada devido à geração local.

5.5 China

A população da China é a maior do planeta e, em 2009, alcançava 1,331 bilhão de pessoas, contando com um PIB de US\$ 2,94 trilhões. Atualmente, o país é o maior consumidor de energia do mundo (IEA, 2011a).

A estrutura de sua matriz energética é apresentada na Figura 5.12, onde se observa a predominância do carvão mineral. As fontes renováveis, em 2009, contribuíram com 12% da oferta primária de energia.

Figura 5.12 – Oferta de energia primária na China (2009)



Fonte: IEA, 2012c

A China é o maior produtor de energia hidrelétrica no mundo. Em 2009, foram gerados 616 TWh, que contribuíram com 16,7% da eletricidade produzida no país (IEA, 2011a). O país é também líder global em energia eólica, possuindo uma capacidade instalada de 62,4 GW (Tabela 4.9). Quanto à energia solar térmica para aquecimento de água, a China é a nação que possui a maior potência térmica instalada, de 101,5 GWt, sete vezes maior que a detida pelo segundo colocado e 27 vezes superior à capacidade brasileira. Além disso, a China é o maior fabricante de painéis fotovoltaicos, alcançando uma participação de 55% do mercado mundial em 2010 (REN21, 2011).

Quanto à política energética, resalte-se que, a partir de 2006, passou a vigorar a Lei de Energia Renovável, posteriormente revisada em 2009. De acordo com essa lei, os geradores de energia elétrica deverão obter uma licença administrativa para implantar os projetos. No caso de haver mais de uma solicitação de licença para o mesmo projeto, realizar-se-á um processo licitatório aberto. Uma vez obtida a licença, o empreendedor terá garantidas a conexão à rede elétrica e a venda da energia produzida à distribuidora, a preços pré-definidos



(IEA et al., 2012e). As distribuidoras de eletricidade estarão também obrigadas a garantir a compra de uma parcela mínima de eletricidade produzida a partir de fontes renováveis (IEA, 2011f). Essas empresas também deverão contribuir para um fundo destinado a subsidiar as energias renováveis, pagando um valor fixo por cada quilowatt-hora que comercializarem (IEA, 2011g). Foram também previstas tarifas *feed-in* para energia elétrica proveniente da biomassa, e sistemas fotovoltaicos foram beneficiados com subvenções diretas (IPCC, 2011).

O 12º Plano Quinquenal de Desenvolvimento Econômico e Social da República Popular da China inclui metas compulsórias relacionadas ao setor energético, com a previsão de que os combustíveis não fósseis atinjam 11,4% do consumo primário de energia em 2015 (IEA et al., 2012f).

Foi também aprovado no país o 12º Plano Quinquenal para Energia Renovável, que inclui metas para diversas fontes renováveis. Para o caso da energia eólica, o objetivo é atingir 100 GW de capacidade instalada em 2015, sendo 70 GW provenientes de grandes projetos e 30 GW de projetos de pequena escala (GWEC, 2012b).

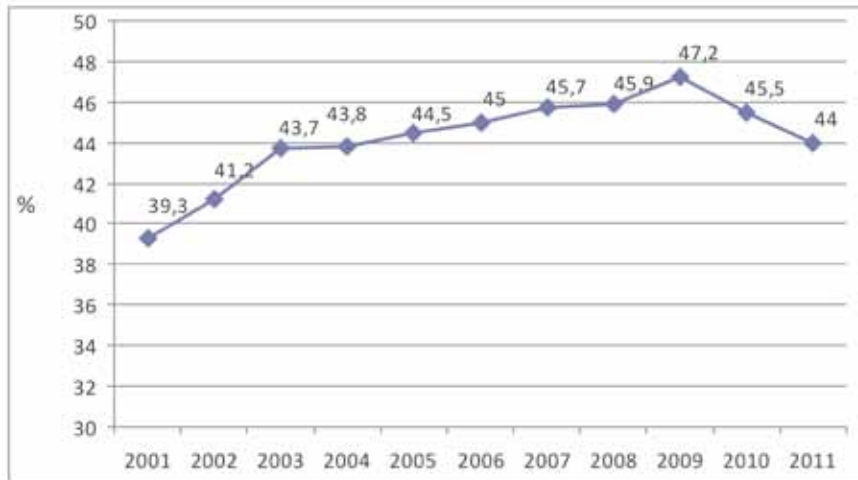
6. Energias renováveis no Brasil

6.1 Matriz energética nacional

De acordo com o Boletim Mensal de Energia, referente a dezembro de 2011, publicado pelo Ministério de Minas e Energia, a participação das fontes renováveis na oferta de energia brasileira, ao final de 2011, era de 44%.

Observa-se que ocorreu uma pequena queda da parcela correspondente a essas fontes renováveis em relação a 2010, quando atingiram 45,2% da oferta energética. Tal redução refletiu a quebra de safra da cana-de-açúcar em 2011 (MME, 2012). A evolução da participação das fontes renováveis nos últimos dez anos é apresentada na figura que segue.

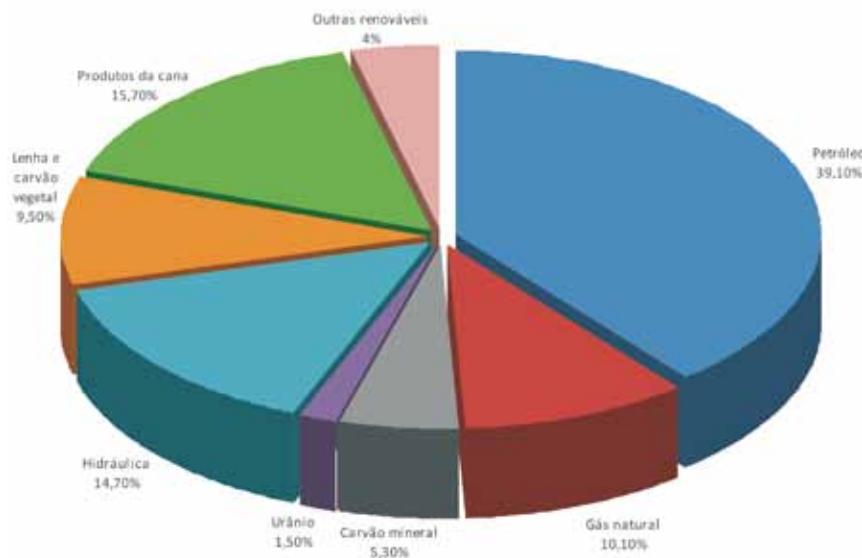
Figura 6.1 – Participação das fontes renováveis na oferta de energia primária



Fontes: EPE, 2011a, e MME, 2012

A quantidade de energia ofertada no Brasil em 2011 foi de 272,1 milhões de toneladas equivalentes de petróleo – TEP (MME, 2012), valor 40,3% superior à de 2001, que foi de 193,9 TEP. A contribuição relativa de cada uma das fontes primárias para a oferta de energia no Brasil em 2011 é mostrada na Figura 6.2, onde se verifica que a mais utilizada pelo país ainda é o petróleo.

Figura 6.2 – Composição da oferta de energia primária no Brasil (2011)



Fonte: MME, 2012



Entretanto, a participação relativa do petróleo na matriz energética brasileira vem regredindo nos últimos anos, passando de 45,4% em 2001 para 39,1% em 2011, o que representou uma queda de 14% no período. Em 2010, a principal destinação do petróleo consumido no país foi para o setor de transporte (53%), seguido do consumo não energético (14%) e do industrial (12%) (EPE, 2011a). Destaca-se, ainda, que o Brasil, em 2001, importava 22,5% do que consumia em petróleo e derivados, enquanto, em 2010, sua produção foi 1,3% superior ao consumo.

Em relação ao gás natural, ocorreu um grande aumento de participação relativa, que passou de 6,5%, em 2001, para 10,1%, em 2011. A importação desse energético correspondeu a 44% do consumo. As principais atividades consumidoras desse energético são a indústria e a geração de energia elétrica.

A participação do carvão mineral passou de 6,9%, em 2001, para 5,3%, em 2010. Destina-se, principalmente, à indústria siderúrgica, que utiliza o tipo metalúrgico, totalmente importado. O carvão vapor, cuja origem é 91% nacional, é utilizado, essencialmente, para a geração de energia elétrica.

O urânio tem apresentado uma queda relativa na matriz energética brasileira, passando de 2%, em 2001, para 1,4%, em 2010. Seu consumo somente deverá se elevar, em valores absolutos, após a entrada em operação da usina Angra 3, o que está programado para o final de 2015.

A energia hidráulica, por sua vez, tem mantido sua participação relativa constante nos últimos dez anos, em uma faixa entre 14% e 15%, e destina-se à produção de energia elétrica.

A participação da lenha e carvão vegetal também vem se reduzindo, passando de 11,6%, em 2001, para 9,5% em 2011. Da lenha produzida em 2010, 34,6% foi usada para a produção de carvão vegetal. Outros setores que são grandes consumidores de lenha são o residencial (27,9%), o industrial (27,5%) e o agropecuário (9,7%). O carvão vegetal, por sua vez, é consumido principalmente pelo setor industrial (87%), com destaque para a produção de ferro gusa e aço.



Os produtos da cana, por outro lado, vêm apresentando crescimento relativo. A contribuição para a oferta primária passou de 11,8%, em 2001, para 17,8%, em 2010, o que quer dizer que seu espaço aumentou em 51% nesse período. Em 2011, como já mencionado, houve uma quebra de produção e a participação desses produtos caiu para 15,7%. O consumo energético dos produtos da cana foi composto, em 2010, pelo bagaço (70%) e pelo álcool etílico (30%), utilizado em sua maior parte (90%) pelo setor de transporte rodoviário.

As demais fontes renováveis indicadas na Figura 6.2, cuja participação na oferta interna de energia passou de 2,4%, em 2001, para 4,0%, em 2011, incluem a eólica, a lixívia (licor negro) e as matérias-primas para a produção de biodiesel.

Portanto, as fontes renováveis de energia, no Brasil, são utilizadas principalmente para a produção de energia elétrica e pelo setor de transportes, por meio dos biocombustíveis, etanol e biodiesel. Por limitação de escopo, este trabalho não abrangerá o estudo dos biocombustíveis. Sendo assim, a atenção principal será focada na produção de energia elétrica a partir de fontes renováveis.

6.2 Leis sobre fontes renováveis no Brasil (setor elétrico)

Para melhor compreensão da legislação acerca das fontes renováveis de energia no setor elétrico brasileiro, cabe examinar, inicialmente, os ditames constitucionais acerca do tema.

A Constituição de 1988 estabelece que os potenciais de energia hidráulica são bens da União (artigo 20, inciso VIII). Além disso, determina que compete à União explorar, diretamente ou mediante autorização, concessão ou permissão, os serviços e instalações de energia elétrica e o aproveitamento energético dos cursos de água (artigo 22, inciso XII, alínea b).

O artigo 175 dispõe que incumbe ao poder público, na forma da lei, diretamente ou sob regime de concessão ou permissão, sempre através de licitação, a prestação de serviços públicos, entre os quais inclui-se o de distribuição de energia elétrica. O artigo 22 da Lei Maior, por sua vez, estabelece que compete exclusivamente à União legislar sobre energia.



Portanto, a partir dessas regras básicas, que reservam papel de destaque à União, foi definido o arcabouço legal que rege o setor elétrico brasileiro.

A principal norma que disciplina a contratação de fontes de energia elétrica para suprimento do mercado nacional é a Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, que estabeleceu dois ambientes de contratação distintos: o livre e o regulado, também chamado de mercado cativo.

O ambiente de contratação livre objetiva o atendimento da demanda de energia dos chamados consumidores livres, que são aqueles que podem optar por contratar seu fornecimento, no todo ou em parte, com produtor independente de energia elétrica, não estando obrigados a adquirir sua energia da concessionária local de distribuição. São, geralmente, os grandes consumidores de energia elétrica. Nesse ambiente de contratação, o preço e as condições de fornecimento são negociados livremente entre os compradores e vendedores. No mercado livre existe também a figura do comercializador de energia elétrica, que, uma vez autorizado pela Aneel, pode celebrar contratos de compra e venda de energia elétrica com quaisquer outros agentes participantes do mercado livre.

A maior parte dos consumidores, todavia, constitui o mercado regulado, ou cativo, e estão obrigados a adquirir a energia elétrica de que necessitam da concessionária local de distribuição.

No ambiente de contratação regulada, as empresas distribuidoras de energia elétrica devem garantir o atendimento à totalidade de seu mercado por meio de licitações, que devem ter, como critério de seleção das propostas vencedoras, o menor custo total de geração. Exceções na aplicação dessa sistemática são os contratos que já estavam em vigor quando da implementação da Lei nº 10.848/2004, bem como para o caso da contratação de energia das usinas nucleares de Angra 1 e 2 e da hidrelétrica de Itaipu. Duas outras exceções referem-se às usinas enquadradas no Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – Proinfa e de empreendimentos classificados como geração distribuída, que serão abordados mais adiante.



Serão apresentados a seguir os dispositivos legais vigentes que procuram incentivar às fontes alternativas renováveis, não estando incluídos aqueles referentes ao aproveitamento dos grandes potenciais hidrelétricos, uma vez que se trata de tecnologia já madura, sendo hoje a mais competitiva no Brasil.

Inicialmente, cabe ressaltar que a Lei nº 5.655, de 20 de maio de 1971, em seu artigo 4º, prevê a destinação de recursos da Reserva Global de Reversão (RGR) — que é um encargo pago pelas empresas de energia elétrica — para instalações de produção a partir de fontes eólica, solar, de biomassa e de pequenas centrais hidrelétricas. A lei também determina que a Eletrobrás institua programa de fomento para a utilização de equipamentos, de uso individual e coletivo, destinados à transformação de energia solar em energia elétrica.

Já o artigo 26 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, inclui diversas disposições que favorecem as fontes alternativas renováveis. Permite a utilização do regime de autorização para o aproveitamento de potencial hidráulico de potência superior a 1 000 kW e igual ou inferior a 30 000 kW, destinado a produção independente ou autoprodução, mantidas as características de pequena central hidrelétrica. A vantagem dessa regra reside no fato de que os procedimentos de autorização são mais simples que aqueles aplicados às concessões, que são outorgadas mediante licitação. O mesmo artigo também institui descontos nas tarifas de transmissão e distribuição, não inferiores a 50%, para as pequenas centrais hidrelétricas, para os empreendimentos hidroelétricos com potência igual ou inferior a 1 000 kW e para aqueles com base em fontes solar, eólica, biomassa e co-geração qualificada cuja potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja menor ou igual a 30 000 kW. Também isenta todas as PCHs do pagamento da compensação financeira pela exploração dos recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica. Além disso, estabelece que as PCHs, os empreendimentos hidroelétricos com potência igual ou inferior a 1 000 kW e aqueles com base nas fontes solar e eólica, na biomassa e na co-geração qualificada cuja potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja menor ou igual a 50 000 kW poderão comercializar energia elétrica com consumidor



ou conjunto de consumidores, cuja carga seja maior ou igual a 500 kW, se atendidos pelo Sistema Interligado Nacional – SIN, ou maior ou igual a 50 kW quando o consumidor ou conjunto de consumidores estiverem situados em áreas atendidas por sistemas isolados.

A Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, por seu turno, estabelece que o aproveitamento de potenciais hidráulicos, iguais ou inferiores a 1 000 kW, e a implantação de usinas termelétricas de potência igual ou inferior a 5 000 kW estão dispensados de concessão, permissão ou autorização, devendo apenas ser comunicados ao poder concedente.

Já a Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, em seu artigo 1º, incluiu entre os objetivos da política energética nacional a utilização de fontes alternativas de energia, mediante o aproveitamento econômico dos insumos disponíveis e das tecnologias aplicáveis. Essa lei, em seu artigo 2º, também atribuiu ao Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) a tarefa de rever periodicamente as matrizes energéticas aplicadas às diversas regiões do país, considerando as fontes convencionais e alternativas e as tecnologias disponíveis, bem como de estabelecer diretrizes para programas específicos, como os de uso da energia solar, da energia eólica e da energia proveniente de outras fontes alternativas.

A Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, por sua vez, prevê que a geração de energia elétrica a partir de PCHs ou de fontes eólica, solar, de biomassa e de gás natural, que venha a ser implantada em sistema elétrico isolado e substitua a geração termelétrica que utilize derivado de petróleo ou desloque sua operação para atender ao incremento do mercado poderá receber recursos da Conta de Consumo de Combustíveis (CCC), destinada a ressarcir os custos adicionais de geração de eletricidade nos sistemas isolados. Cabe aqui observar que a redação do inciso I do § 4º dessa lei não incluiu entre os beneficiários da sub-rogação do direito de recebimento de recursos da CCC os empreendimentos hidroelétricos com potência igual ou inferior a 1 000 Kw.

No caso da Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000, o incentivo às fontes alternativas dá-se pela isenção da obrigação de investir um montante mínimo correspondente de 1% da receita operacional líquida



concedida às empresas que gerem energia a partir das fontes eólica, solar, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas.

Outro diploma legal que apresenta importantes medidas em favor das fontes alternativas de energia elétrica é a Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002. Seu artigo 3º instituiu o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – Proinfa, enquanto o artigo 13 criou a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), que tem como um de seus objetivos aumentar a competitividade da energia produzida a partir de fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa nas áreas atendidas pelos sistemas interligados.

Em relação à Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004, que autorizou a criação da Empresa de Pesquisa Energética – EPE, é de se ressaltar que, entre as competências dessa empresa pública, estão várias atribuições relacionadas às fontes alternativas de energia, como identificar e quantificar os potenciais de recursos energéticos; desenvolver estudos de impacto social, viabilidade técnico-econômica e socioambiental para os empreendimentos de energia elétrica e de fontes renováveis; desenvolver estudos para avaliar e incrementar a utilização de energia proveniente de fontes renováveis; elaborar e publicar estudos de inventário do potencial de energia elétrica proveniente de fontes alternativas.

Disposições importantes acerca das fontes alternativas renováveis de energia elétrica também constam da Lei nº 10.848/2004. A norma prevê, em seu artigo 2º, a participação de fontes alternativas nas licitações para suprimento das distribuidoras atendidas pelo SIN e permite que essas empresas adquiram energia elétrica proveniente de geração distribuída. A lei prevê também a contratação de reserva de capacidade de geração (artigos 3º e 3º-A), mecanismo que tem sido utilizado para a contratação de fontes alternativas de energia. Ressalte-se que o Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, definiu a geração distribuída como a produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos conectados diretamente no sistema elétrico do agente de distribuição comprador. Essa energia, porém, não poderá ser produzida em empreendimento hidrelétrico com capacidade instalada superior a 30 MW ou termelétrico, inclusive de co-geração, com eficiência energética inferior



a setenta e cinco por cento. Todavia, os empreendimentos termelétricos que utilizem biomassa ou resíduos de processo como combustível não estarão limitados a esse percentual de eficiência energética. A contratação de energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração distribuída deverá ser precedida de chamada pública promovida diretamente pelo agente de distribuição. Observa-se, entretanto, que as concessionárias de distribuição de energia elétrica não têm utilizado esse mecanismo para a aquisição de volumes consideráveis de energia elétrica. Além disso, o valor máximo de remuneração para os geradores que comercializarem energia nessa modalidade é o Valor Anual de Referência previsto no artigo 34 do Decreto nº 5.163, de 2004, que corresponde à média do custo da energia adquirida por meio dos leilões de contratação de energia elétrica para suprimento das distribuidoras do Sistema Interligado Nacional.

Quanto à utilização da energia solar para o aquecimento de água, a Lei nº 11.977, de 7 de julho de 2009, que dispõe sobre o Programa Minha Casa, Minha Vida, em seu artigo 82, autoriza o custeio, no âmbito do programa, da aquisição e instalação de equipamentos de energia solar. Ressalte-se que o principal mecanismo utilizado internacionalmente para promover a expansão de aquecimento solar de água são exigências de implantação desses sistemas por meio de normas de edificação. No Brasil, entretanto, semelhantes medidas envolvem normas de caráter local, cuja legislação é de competência municipal, de acordo com a Constituição Federal (artigo 30, inciso I). Portanto, para incentivar essa fonte limpa e viável economicamente no país, a legislação federal precisará adotar outros instrumentos, como a oferta de financiamento para aquisição dos equipamentos, além de outros incentivos, como, por exemplo, a concessão de descontos nas tarifas de energia elétrica, pelos benefícios que os aquecedores solares trazem para o sistema elétrico, como será abordado mais adiante neste trabalho.

No que se refere ao financiamento das fontes alternativas renováveis de energia no Brasil, verifica-se a carência de linhas de financiamento adequadas para a geração descentralizada em pequena escala. O Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES, maior banco de fomento do Brasil, por exemplo, possui uma linha de



apoio às energias alternativas, mas o valor mínimo de financiamento é de R\$ 10 milhões⁵.

Por fim, observa-se que a Lei nº 12.111, de 9 de dezembro de 2009, estabelece, para os sistemas isolados, sistemática de contratação de energia semelhante à prevista para o sistema interligado, que poderá incluir as fontes renováveis, de acordo com diretrizes do Ministério de Minas e Energia.

No que se refere à produção de energia elétrica de forma descentralizada por instalações de pequeno porte, cabe mencionar legislação infra-legal recentemente aprovada pela Aneel. Trata-se da Resolução nº 482/2012, que cria sistema de compensação de energia elétrica. Por meio desse mecanismo, os consumidores que instalarem pequenas unidades de produção de energia elétrica, de até 1 000 kW de capacidade, utilizando fontes renováveis ou co-geração qualificada, poderão abater a energia que injetarem na rede elétrica da energia que dela absorverem, sendo que o excedente não compensado gerará créditos válidos por até 36 meses. A norma prevê, portanto, a adoção de um sistema de medição diferencial de energia, denominado de *net-metering* na bibliografia internacional. No sistema adotado pela Aneel, os custos de adequação do sistema de medição serão imputados aos consumidores e cada fatura mensal deverá apresentar um valor positivo mínimo, correspondente a um custo de disponibilidade.

Destaque-se que essa resolução representa um avanço no incentivo à geração distribuída. No entanto, não incorpora os mesmos benefícios que já são oferecidos na legislação internacional, pelo reconhecimento das vantagens desse tipo de geração. Cabe assinalar, por exemplo, que a energia excedente fornecida à rede elétrica será efetivamente vendida pela distribuidora para outras unidades consumidoras, gerando, portanto, uma receita. Assim, o fato de haver um valor positivo mínimo da fatura e de expirarem os créditos não utilizados, implica dizer que as distribuidoras poderão se apropriar de toda a receita referente aos créditos que perderem a validade, sem que o gerador

⁵ Conforme conta do sítio www.bndes.gov.br, consultado em 18/4/2012.

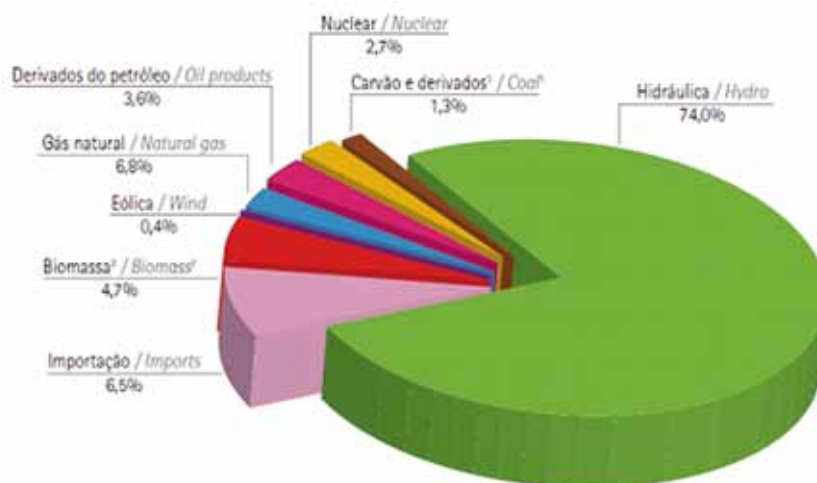


receba a devida contraprestação pela sua produção. Além disso, mesmo que o consumidor acabe por utilizar os créditos, o período de 36 meses de validade poderá significar que as unidades consumidoras acabarão por financiar as distribuidoras por um longo período, isto é, as distribuidoras auferirão receita imediatamente pelo excedente de geração, enquanto a utilização dos créditos será diferida.

6.3 Energia elétrica

No que se refere à geração de energia elétrica no Brasil, observa-se uma predominância das fontes renováveis, cuja participação foi de 85,6%, em 2010, conforme mostra a figura seguinte.

Figura 6.3 – Oferta interna de energia elétrica (2010)



Fonte: EPE, 2011a

Destaca-se que, no planejamento energético brasileiro atual, consolidado por meio do Plano Nacional de Expansão de Energia 2020 – PDE 2020 (EPE, 2011a), considera-se o acréscimo de novas termelétricas a combustíveis fósseis até o ano de 2013, por já estarem contratadas por meio de leilões de energia já realizados. A partir de então, o PDE 2020 não prevê novos empreendimentos movidos a combustíveis fósseis, pois avalia que a expansão por intermédio de fontes renováveis mostra-se mais apropriada, sob o aspecto ambiental e também pela ótica da modicidade tarifária.



6.3.1 Energia hidráulica

A principal fonte de eletricidade no Brasil é a hidráulica, que respondeu, em 2010, com 80,5% da oferta interna de eletricidade de 545,1 TWh. A parcela de origem hidráulica considera a produção nacional de 377 TWh hidrelétricos, além da importação líquida de 35,9 TWh, proveniente da parte paraguaia da Usina de Itaipu e, uma pequena parcela, originária da Venezuela, para suprimento do Estado do Amapá. Essa elevada participação da energia hidráulica na produção de energia elétrica é a segunda maior do mundo, ficando atrás apenas da Noruega.

De acordo com o Banco de Dados de Geração da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel, 2012), a capacidade instalada em usinas hidrelétricas no Brasil é de 82,4 GW. São 977 aproveitamentos, sendo:

- 181 usinas hidrelétricas, de capacidade instalada superior a 10 MW, que, juntas, somam 78,3 GW;
- 423 Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs), de capacidade superior a 1 MW até 30 MW, cujo conjunto de usinas totaliza 3,9 GW; e
- 373 Centrais Geradoras Hidrelétricas (CGHs), com capacidade inferior a 1 MW, que, somadas, alcançam 0,22 GW.

Observa-se, portanto, que a base da geração hidrelétrica é de grandes usinas, que respondem por 95% da capacidade instalada. Esses empreendimentos de grande porte, que começaram a ser explorados a partir do final da década de cinquenta do século passado contribuíram decisivamente para o desenvolvimento industrial brasileiro. Hoje o Brasil detém grande conhecimento técnico em relação à construção dessas usinas, que apresentam o menor custo por unidade de energia produzida, frequentemente inferior a R\$ 100,00 por MWh. As usinas hidrelétricas de Belo Monte (11 233 MW) e Teles Pires (1 820 MW), por exemplo, venderam energia para o mercado regulado por R\$ 78,97 por MWh e R\$ 58,35 por MWh, respectivamente.

Os grandes empreendimentos, no entanto, possuem o inconveniente de, muitas vezes, necessitarem da construção de grandes sistemas de transmissão, que são dispendiosos e acarretam perdas de energia.



Além disso, alagam áreas produtivas e de importância sob o aspecto da biodiversidade, podendo também inundar locais habitados, o que exige a transferência da população atingida para outros locais. Atualmente, conciliar o benefício da produção de energia com os impactos ambientais e sociais adversos tem sido o maior desafio enfrentado para a implantação de grandes projetos hidrelétricos no Brasil.

Quanto ao planejamento energético, o PDE 2020 (EPE, 2011c) considera que a capacidade de geração hidráulica atingirá 115 GW em 2020, apontando, assim, um crescimento de 40% até o fim do horizonte de planejamento. Apesar desse crescimento, a participação relativa da capacidade instalada em hidrelétricas deverá cair de 75,7% em 2010 para 67,3% em 2020. São previstos 23,6 GW provenientes de empreendimentos já contratados e 8,6 GW de aproveitamentos indicativos, cujos estudos estão em fase de conclusão. A maior parte dessa expansão ocorrerá na região Norte, com destaque para as usinas mostradas na tabela que se segue.

Tabela 6.1 – Grandes hidrelétricas previstas para a região Norte

Aproveitamento	Potência (MW)	Previsão de operação
Santo Antônio	3 150	2012
Jirau	3 300	2013
Belo Monte	11 233	2015
Teles Pires	1 820	2015
Total	19 503	-

Fonte: PDE 2020

As pequenas centrais hidrelétricas, por sua vez, representam 4,7% da capacidade de geração hidrelétrica no Brasil, com 3,9 GW instalados. Possuem a vantagem de apresentar menores impactos ambientais e sociais por empreendimento instalado. Todavia, no momento, essas usinas têm enfrentado dificuldades em competir no mercado de geração de energia no Brasil, especialmente pela elevação dos preços de equipamentos e insumos para sua construção.

O PDE 2020 (EPE, 2011c) estima que a capacidade instalada em PCHs em 2020 atingirá 6,4 GW, representando, portanto, um acréscimo de 66% em relação ao parque gerador atual.



As CGHs, por outro lado, respondem por apenas 0,3% da capacidade instalada em hidrelétricas, ou seja, 0,22 GW. Lembrando que a China, conforme mencionado no item 5.5, possui mais de 45 000 aproveitamentos hidrelétricos de pequena escala, cuja capacidade total chega a 55 GW, equivalente a 26% de toda sua capacidade instalada, observa-se que o Brasil ainda tem muito que avançar na criação de um ambiente institucional favorável a esse tipo de geração descentralizada.

A construção desses pequenos aproveitamentos pode contribuir para o fornecimento de energia a menor custo em áreas rurais, especialmente as isoladas. Quando conectadas aos grandes sistemas elétricos, podem contribuir para melhorar a qualidade do suprimento na ponta final das redes de distribuição rural. Além disso, a disseminação de sua utilização pode gerar um mercado de equipamentos e de trabalho capaz de produzir maior desconcentração de renda e maior desenvolvimento nas regiões rurais do Brasil. Apesar disso, essa modalidade de geração hidráulica sequer é citada no PDE 2020, o que não é de se estranhar, pois não existe em vigor no país um mecanismo que favoreça a produção de energia elétrica por meio de aproveitamentos de capacidade inferior a 1 MW.

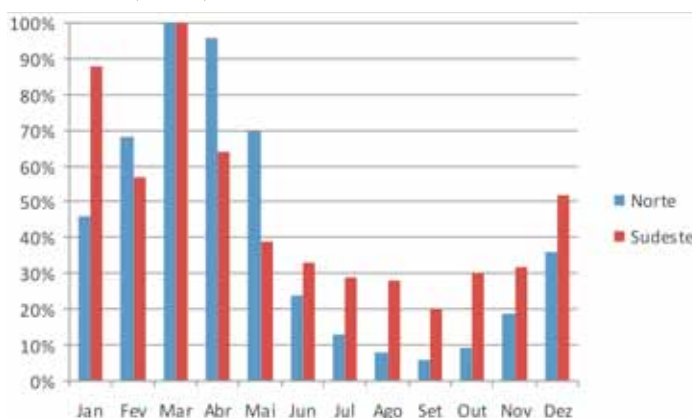
Quando aos recursos hidráulicos existentes no Brasil, o Balanço Energético Nacional 2011 – BEN 2011 (EPE, 2011a) define o potencial hidrelétrico como o potencial possível de ser técnica e economicamente aproveitado nas condições atuais de tecnologia, medido em termos de energia firme, que é a geração máxima contínua na hipótese de repetição futura do período hidrológico crítico. Em conformidade com esse critério, a publicação apresenta o potencial hidrelétrico brasileiro como equivalente a 133,85 GW, composto por 102,08 GW já aproveitados ou inventariados e 31,77 GW estimados. Esse potencial corresponde a 241,82 GW de capacidade instalada, considerando-se um fator de capacidade de 55%. Assim, considerando a capacidade instalada de 82,4 GW, conclui-se que já foram aproveitados 34% do potencial hidrelétrico atualmente conhecido.

Todavia, conforme assinala Castro et al., 2010, a tendência é que a expansão do parque hidrelétrico brasileiro se dará por meio de usinas sem reservatórios de grande porte, o que reduzirá a capacidade de



regularização da disponibilidade de energia. Isso porque a construção de grandes reservatórios de regularização tornou-se difícil em razão de restrições ambientais. Essa tendência é reforçada pelo fato de que 59% do potencial hidrelétrico ainda não aproveitado estão situados na Região Amazônica (Tolmasquim, 2011a), em que o relevo normalmente mais plano requer maior alagamento por unidade de energia armazenada e onde existe grande número de unidades de conservação e áreas indígenas. Para ilustrar essa questão, o PDE 2020 (EPE, 2011c) informa que, de 2002 a 2020, é previsto um crescimento de 140% da carga elétrica do Sistema Interligado Nacional – SIN, enquanto a capacidade de armazenamento deverá aumentar em apenas 30% no período. É importante destacar também que a variação sazonal da vazão dos rios, entre a época de chuva e de seca, é mais pronunciada na região Norte. Como exemplo, a Figura 6.4 mostra a variação da Energia Natural Afluente (ENA) nas regiões Norte e Sudeste, em 2011, conforme dados do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS. Observa-se que, enquanto no Sudeste a maior energia afluente mensal foi cinco vezes superior à menor, no Norte, a maior ENA mensal foi dezessete vezes superior à menor afluência mensal. Portanto, esse quadro de redução relativa da capacidade de armazenamento somada à maior variação sazonal dos regimes hidrológicos das novas usinas da região Norte, implicará a necessidade de maior complementação da geração hidrelétrica durante o período seco. Assim, é de grande interesse para o Brasil aproveitar outras fontes renováveis para a realização dessa complementação.

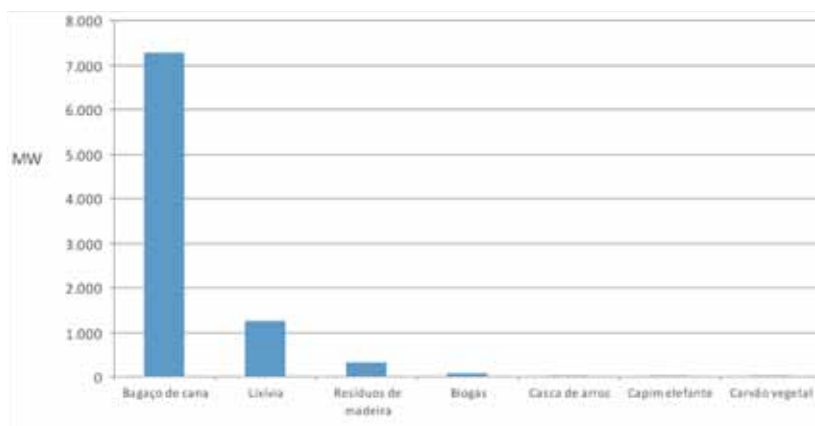
Figura 6.4 – Variação da Energia Natural Afluente nas regiões Norte e Sudeste (2011)



6.3.2 Eletricidade da biomassa

A biomassa contribuiu com 4,7% da oferta interna de energia elétrica no Brasil em 2010, tendo sido produzidos 25,1 TWh. Desse total, 64% originaram-se do bagaço de cana, 29% da lixívia (subproduto da indústria de papel e celulose). A maior parte dessa produção (mais de 90%) foi destinada para o autoconsumo (EPE, 2011a). Quanto à capacidade instalada, estão registrados no Banco de Dados de Geração da Aneel (Aneel, 2012) 431 unidades de geração a biomassa, com uma capacidade de 9,0 GW, representando 7,2% da capacidade de geração do Brasil. A capacidade instalada decomposta por matéria-prima utilizada é apresentada na Figura 6.5.

Figura 6.5 – Capacidade instalada em usinas a biomassa no Brasil



Fonte: Aneel, 2012

6.3.2.1 Bagaço de cana-de-açúcar

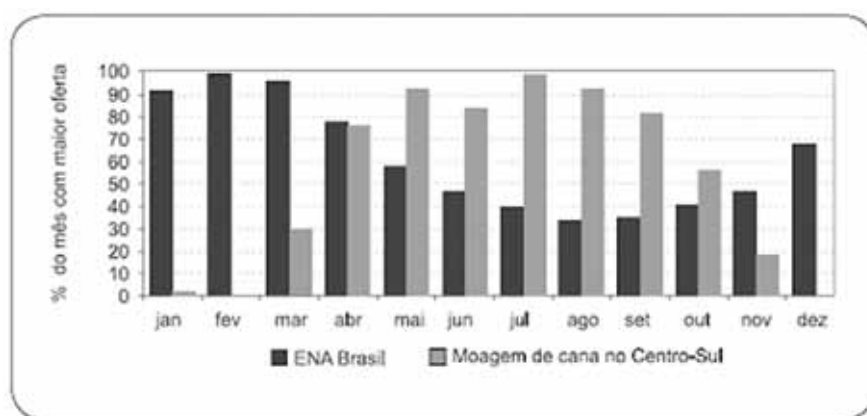
A maior parte das usinas a biomassa no Brasil utiliza o bagaço de cana-de-açúcar como combustível. São 348 usinas, que somam 7 268 MW de potência instalada, que contribuem com 81% da capacidade de produção de eletricidade a partir da biomassa e 5,8% do parque de geração do país. A capacidade média de cada usina é de 21 MW, mas a maior usina possui 111 MW de capacidade instalada. Essas geradoras de energia elétrica estão, normalmente, associadas às usinas de cana-de-açúcar, que fabricam etanol e açúcar, queimando o bagaço para a geração de calor para o processo produtivo e energia elétrica. Portanto, a geração



de eletricidade a partir do bagaço está, em geral, associada a grandes projetos industriais, que envolvem consideráveis investimentos.

A geração de energia elétrica a partir do bagaço de cana é de grande interesse para o sistema elétrico brasileiro, pelo caráter complementar à geração hidrelétrica. Essas usinas produzem apenas nos meses de processamento da safra de cana-de-açúcar, que, naquelas localizadas na região centro-sul, ocorre entre os meses de abril e novembro, justamente o período de menor oferta de energia hidrelétrica (Figura 6.6).

Figura 6.6 – Complementaridade entre o regime hídrico e a oferta de bagaço da cana



Fonte: Nyco, 2011

Todavia, segundo a União da Indústria de Cana-de-Açúcar (Unica), das 432 usinas de cana-de-açúcar em atividade, apenas cem unidades exportam energia para a rede elétrica. Em 2010, foram exportados 1 002 MW médios (Unica, 2011a), apesar de um potencial de 3 358 MW médios. Uma parcela importante desse potencial não aproveitado devidamente pelo sistema elétrico de usinas antigas, que utiliza caldeiras de baixa pressão e menor rendimento energético. Essas usinas, se instalarem unidades de co-geração eficientes, poderão obter excedentes de energia para venda à rede elétrica.

Estima-se o potencial de produção de eletricidade a partir do bagaço da cana para 2020 como sendo de 13 158 MW médios, que corresponderiam a 26 315 MW de capacidade instalada (Castro et al., 2010).

O Plano Decenal de Expansão de Energia (EPE, 2011c) ainda informa que, de 2011 a 2013, novos empreendimentos com capacidade



de 2 185 MW de geração a partir da biomassa, essencialmente bagaço de cana, já estão contratados por meio de leilões de energia para suprimento às distribuidoras de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional – SIN. Esse plano considera ainda que, até 2020, a capacidade instalada de energia da biomassa, sem considerar a autoprodução, alcançará 9 163 MW. Portanto, apesar de existirem algumas questões que dificultam o pleno aproveitamento dessa fonte renovável, o mecanismo dos leilões existente vem permitindo a inserção da fonte no mercado brasileiro de energia elétrica.

6.3.2.2 Lixívia

A lixívia, ou licor negro, é um subproduto do processo de produção de celulose, sendo queimado em caldeira, por essa indústria, para a produção de vapor e eletricidade para o próprio consumo.

De acordo com a Aneel, existem hoje 14 usinas termelétricas movidas a licor negro, com a capacidade instalada de 1 245 MW e uma potência média de 89 MW por usina. Essas usinas representam 14% da capacidade instalada em biomassa e 1,0% do parque gerador de energia elétrica no Brasil.

6.3.2.3 Resíduos de madeira

Existem hoje em operação no Brasil 38 usinas termelétricas que utilizam resíduos de madeira como combustível, que, em conjunto, possuem uma capacidade instalada de 320 MW (Aneel, 2012).

A potência média por usina é de 8,4 MW, mas estão registradas unidades de geração de capacidade variando desde 27 kW até 53 480 kW. Ressalte-se que as usinas de maior porte, se tiverem interesse em fornecer energia elétrica à rede, podem se utilizar do mecanismo de leilões de energia para suprimento das concessionárias de distribuição de eletricidade, ou negociarem contratos bilaterais no mercado livre. Todavia, essas opções não se aplicam às pequenas usinas, uma vez que os custos dessa comercialização não são compatíveis com as receitas que podem ser por elas auferidas pela venda de sua energia.

Destaca-se que um empreendimento que utiliza resíduos de madeira, que possui 30 MW de capacidade, negociou a venda de energia em



leilão de reserva realizado em 2011 a preço bastante competitivo, de R\$ 101,99 por MWh, mesma faixa de preço da energia oferecida pelos projetos eólicos e por muitas usinas hidrelétricas.

Cabe ressaltar que, no primeiro leilão para contratação de energia elétrica nos Sistemas Isolados, foram negociados pouco mais de 8,1 MW médios por três empreendimentos, que utilizarão resíduos de madeira como combustível e venderão energia para as distribuidoras Celpe, no Estado do Pará, e CERR, em Roraima. O preço da energia negociada no certame variou de R\$ 148,50 MWh (reais por megawatt-hora) a R\$ 149,00 MWh.

6.3.2.4 Biogás

Estão registrados na Aneel dezoito empreendimentos de geração de energia a partir do biogás, que possuem uma capacidade instalada total de 76 MW. A potência média de cada usina é de 4,2 MW. Entretanto, assim como para o caso dos resíduos de madeira, o tamanho dos projetos é bastante variável, com a capacidade instalada variando de 20 kW a 21 560 kW. Oito unidades possuem capacidade instalada maior que 1 400 kW. As maiores usinas utilizam biogás proveniente de resíduos sólidos urbanos das grandes metrópoles brasileiras. As outras dez geradoras, que são de pequena escala, com capacidade igual ou inferior a 160 kW, não dispõem de um mecanismo nacional de incentivo para a venda de energia elétrica para a rede de distribuição. Nesta faixa constam projetos de produção de biogás a partir de esgotos sanitários e de resíduos agropecuários, como dejetos de suínos, por exemplo. Todavia, a Companhia Paranaense de Energia Elétrica – Copel realiza a experiência de adquirir energia de seis projetos geradores de energia elétrica com biogás e saneamento ambiental localizados no oeste do Paraná, com apoio de Itaipu. O preço recebido por esses geradores é de R\$ 135,55 por megawatt-hora, equivalente ao Valor Anual de Referência previsto no artigo 34 do Decreto nº 5.163, de 2004 (Bley Jr., 2011). Esse valor corresponde à média do custo da energia adquirida por meio dos leilões de energia elétrica, o que implica que a energia adquirida do biogás, produzida



em pequena escala, é adquirida pelo preço médio da proveniente dos grandes empreendimentos de geração.

6.3.2.5 Casca de arroz

São oito unidades de geração de energia elétrica a partir de casca de arroz, que perfazem uma capacidade instalada de 32,6 MW. A potência média é de 4,1 MW por usina, todas com capacidade superior a 1 MW. Cinco usinas estão situadas no Rio Grande do Sul, com os Estados de Santa Catarina, Mato Grosso e Roraima recebendo, cada um, uma geradora.

6.3.2.6 Capim elefante

Duas usinas em operação produzem energia elétrica a partir do capim elefante. Uma, com capacidade de 30 MW está situada no Estado da Bahia, enquanto outra, com capacidade de 1,5 MW, opera no Estado do Amapá. Entretanto, três outros empreendimentos estão em construção e, em conjunto, acrescentarão 53,6 MW de capacidade de geração – dois com potência de 9,8 MW e um com capacidade prevista de 34 MW. Portanto, até o momento, essa geração utilizando biomassa é realizada em projetos que demandam maiores investimentos e estão aptos a utilizarem os mecanismos disponíveis para comercialização de maiores blocos de energia elétrica. Um dos projetos, de 30 MW de capacidade, negociou a venda de eletricidade às distribuidoras do Sistema Interligado Nacional – SIN por meio do 1º Leilão de Energia de Reserva, ocorrido no ano de 2009.

6.3.2.7 Carvão vegetal

Três usinas situadas no município de Açailândia, no Estado do Maranhão, compõem o parque gerador a carvão vegetal. A potência instalada total é de 25,2 MW, e a menor das unidades tem a capacidade de 7,2 MW.

6.3.2.8 Óleo de palmiste

Duas usinas que produzem eletricidade a partir de óleo de palmiste – com capacidades instaladas de 1,6 MW e 2,7 MW – estão registradas



na Aneel, ambas localizadas no Estado do Pará, sendo de propriedade de uma mesma indústria alimentícia.

6.3.3 Energia eólica

A energia eólica tem apresentado expressivo crescimento nos últimos anos no Brasil. A produção, em 2010, de 2,18 TWh, representou apenas 0,4% da oferta interna de eletricidade naquele ano. Entretanto, em relação a 2009, o crescimento foi de 76%. Atualmente, de acordo com a Aneel (2012), existem 73 usinas eólicas em operação no país, que possuem uma capacidade instalada total de 1 576 MW. Entretanto, estão em construção outros 59 empreendimentos que, juntos, alcançam 1 507 MW, o que permitirá dobrar a capacidade instalada em pouco tempo. O número de usinas eólicas outorgadas, mas que ainda não iniciaram a construção chega a 180, com uma potência total prevista de 5 207 MW.

Essa expansão iniciou-se com o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Geração de Energia Elétrica (PROINFA), instituído pela Lei nº 10.238, de 2002. O Proinfa garantia a compra, pela Eletrobrás, durante vinte anos, da energia elétrica gerada por fontes alternativas renováveis. O preço pago pela energia foi fixado pelo Ministério de Minas e Energia para cada uma das fontes incentivadas. Foram contratados 1 288 MW de origem eólica, com prazo final para entrada em operação fixado para o final de 2011 (Tolmasquim, 2011b).

Em 2009, foi realizado o primeiro leilão de comercialização de energia voltado exclusivamente para fonte eólica, que resultou na contratação de 1 805,7 MW, a um preço médio de venda de R\$ 148,39/MWh. A modalidade de reserva, utilizada no leilão, que se caracteriza pela contratação de um volume de energia além do que seria necessário para atender à demanda do mercado total do país. A partir de então, a energia eólica passou a obter sucesso nos leilões realizados para aquisição de energia elétrica para suprimento das concessionárias de distribuição, competindo diretamente com as demais fontes, renováveis e fósseis. A Tabela 6.2 apresenta o resultado da contratação de energia eólica por meio de leilões promovidos pelo governo federal.

**Tabela 6.2 – Energia eólica contratada em leilões**

Leilão	Projetos	Potência (MW)	Energia contratada (MW médios)	Preço médio (R\$/MWh)
A-5 2011	39	977	479	105,12
Reserva 2011	34	861	429	99,54
A-3 2011	44	1.068	484	99,58
Alternativas e reserva 2010	70	2.048	899	130,86
Reserva 2009 eólica	71	1.806	753	148,39
Total	258	6.759	3.044	-

Fontes: EPE e CCEE⁶

O PDE 2020 (EPE, 2011c) prevê que a fonte eólica atingirá a capacidade instalada de 11 532 MW em 2020, e sua participação na capacidade nacional de geração passará, dos atuais 1,25 %, para 6,7%.

Somadas as potências instaladas dos empreendimentos eólicos do Proinfa e anteriores, mais a dos leilões de energia, chega-se a 8 047 MW de capacidade já contratados para suprimento do Sistema Interligado Nacional – SIN. Além disso, antes dos empreendimentos do Proinfa, já estavam operando unidades de geração eólica de 29 MW de potência instalada.

Ressalte-se que a energia eólica também apresenta grande complementaridade com o regime hídrico no Brasil, como mostrado na Figura 6.7, que ilustra o comportamento da energia natural afluyente nas hidrelétricas da região Sudeste em 2011 e a geração eólica no período. Essa sinergia contribui para compensar a progressiva redução da capacidade de armazenamento de energia hidráulica em relação à demanda no Brasil.

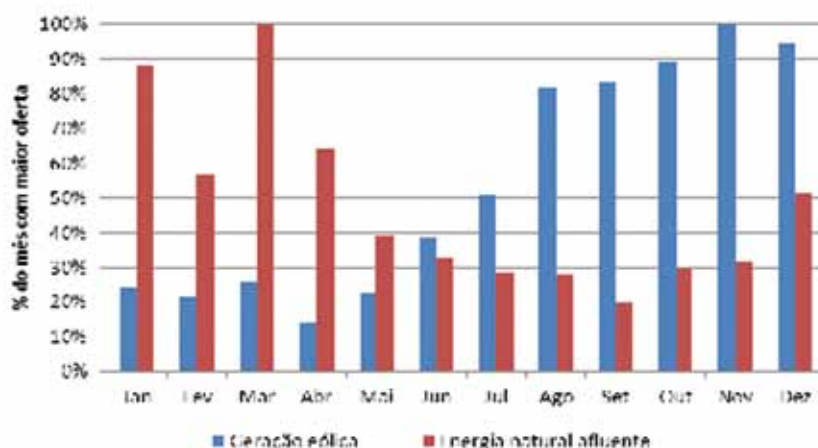
Segundo o Atlas do Potencial Eólico Brasileiro (Amarante et al., 2001), o potencial eólico brasileiro é de 143 GW de potência ou 272 TWh por ano de energia. Entretanto, este potencial foi medido para torres de 50 metros de altura, padrão da tecnologia eólica à época da realização do Atlas. Em função da evolução tecnológica, que hoje permite a instalação de turbinas a mais de 100 metros de altura,

⁶ CCEE: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica.



este potencial certamente apresentará valores bem maiores quando revisto (Tolmasquim, 2011b).

Figura 6.7 – Complementaridade entre o regime hídrico e a energia eólica (2011)



Fonte: ONS

Ressalte-se que, também para o caso da energia eólica, não consta menção no PDE 2020 sobre seu aproveitamento por meio de pequenas turbinas, como ocorre em países como China, Estados Unidos e Alemanha (ver Tabela 4.10).

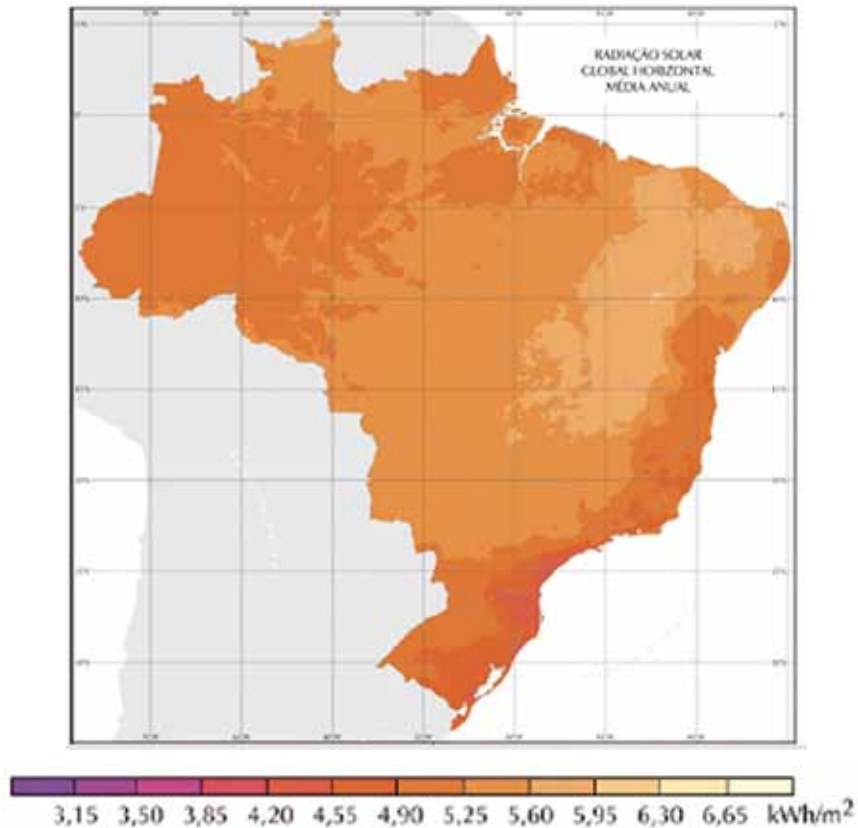
6.3.4 Energia solar

6.3.4.1 Potencial solar brasileiro

De acordo com o Atlas Brasileiro de Energia Solar (Pereira et al., 2006), publicado pelo Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais – Inpe, o Brasil, por ser um país localizado na sua maior parte na região intertropical, possui grande potencial para aproveitamento de energia solar durante todo ano. A média anual do total diário de irradiação solar global incidente no território brasileiro é mostrada na Figura 6.8. De acordo com o referido atlas, a média anual de irradiação apresenta boa uniformidade no Brasil, com médias anuais relativamente altas em todo o país. O valor máximo, de 6,5 kilowatts-hora por metro quadrado (kWh/m²), ocorre no norte do Estado da Bahia, próximo à fronteira com o Estado do Piauí, devido ao clima semiárido, com baixa precipitação ao longo do ano. A menor irradiação solar global, equivalente a

4,25 kWh/m², ocorre no litoral norte de Santa Catarina, caracterizado pela ocorrência de precipitação bem distribuída ao longo do ano.

Figura 6.8 – Média anual da radiação solar no Brasil



Fonte: Atlas Brasileiro de Energia Solar

A publicação informa ainda que os valores de irradiação solar incidente em qualquer região do território brasileiro são superiores aos da maioria dos países da União Europeia, como Alemanha (0,9 a 1,25 kWh/m²), França (0,9 a 1,65 kWh/m²) e Espanha (1,20 a 1,85 kWh/m²), onde existe grande número de projetos para aproveitamento de recursos solares. É de se destacar ainda que, de acordo com o Atlas Brasileiro de Energia Solar, a maior incidência da radiação solar no país ocorre nos meses de setembro a novembro, época em que se verificam as menores energias naturais afluentes nas usinas hidrelétricas brasileiras. Portanto, o aproveitamento da energia solar no Brasil também é complementar ao regime hídrico, assim como observado para o caso da biomassa de cana-de-açúcar e a energia eólica.



6.3.4.2 Solar fotovoltaica

De acordo com relatório do Ministério de Minas e Energia (MME) o Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios (PRODEEM), criado em 1994, promoveu a instalação de sistemas fotovoltaicos, que totalizaram 5 MW de capacidade, em cerca de 7 000 comunidades no Brasil (MME, 2009). O Plano Nacional de Energia 2030 – PNE 2030 (MME, 2007), por sua vez, informa que o projeto “Produzir”, para eletrificação de domicílios, instalou, com recursos do Banco Mundial, 11 mil sistemas de 50 W de potência média, e o Prodeem, do MME, agora incorporado ao Programa Luz para Todos, instalou quase 9 mil sistemas com potência média de 535 W em escolas, postos de saúde, igrejas, centros comunitários, bombeamento d’água, dentre outros. Nesses documentos, entretanto, não constam estimativas de quantos desses sistemas ainda estão em operação.

De acordo com a Aneel (2012), estão em operação atualmente no Brasil oito usinas solares fotovoltaicas conectadas à rede elétrica, com capacidade total de 1,49 MW. O maior dos empreendimentos em operação é a usina de Tauá, no Estado do Ceará, com capacidade de 1 000 kW, mas com previsão de expansão para até 5 000 kW. Outra usina de porte considerável é a Pituaçu Solar, com 405 kW de capacidade, instalada sobre um estádio de futebol em Salvador, capital do estado da Bahia. Dentre os demais projetos, o maior possui uma capacidade de 50 kW.

De acordo com o PNE 2030 (MME, 2007), o aproveitamento da energia solar para produção de eletricidade pode contribuir para a melhoria da eficiência e da segurança do abastecimento elétrico no Brasil. O plano avalia que a energia solar fotovoltaica integrada à rede surge como uma alternativa para utilização em geração distribuída e que as questões técnicas para seu emprego parecem estar equacionadas, sendo ainda necessária a criação de normas e regulamentos disciplinando sua utilização. Esse estudo também aponta a energia solar fotovoltaica entre as áreas estratégicas para investimentos em pesquisa no Brasil, assinalando que o país é grande exportador de silício metálico. Mesmo destacando essas vantagens, o PNE 2030 não incluiu a

exploração da energia solar entre as alternativas para suprimento da demanda de energia elétrica no Brasil em seu horizonte de planejamento, por considerá-la ainda economicamente inviável.

Ressalte-se que o PDE 2020 (EPE, 2011c) também não considera a contribuição da energia solar fotovoltaica para suprimento do mercado nacional de energia elétrica.

Cabe ainda ressaltar que maior aproveitamento da energia solar fotovoltaica no Brasil poderá também contribuir para aliviar o carregamento do sistema elétrico brasileiro, ao fornecer energia no momento de consumo máximo de energia elétrica que se observa no Sistema Interligado Nacional, bem como em seus nos subsistemas regionais. Os registros apresentados na Tabela 6.3 mostram que os momentos de carga máxima de 2012, registrados até o dia 6/4/2012, ocorreram no início para o meio da tarde, quando a geração dos painéis fotovoltaicos ainda é importante.

Tabela 6.3 – Cargas Elétricas Máximas no Brasil (até 6/4/2012)

Região	Carga Máxima (MW)	Horário
SIN ¹	76 733	14:45 h
Sudeste/Centro-Oeste	47 463	15:49 h
Sul	15 035	14:31 h
Nordeste	10 602	15:53 h
Norte (interligado)	4 750	14:43 h

¹ SIN: Sistema Interligado Nacional

Fonte: ONS

Apesar de a energia solar fotovoltaica não estar contemplada nos principais documentos do planejamento energético do país, foi constituído, no âmbito do Ministério de Minas e Energia um grupo de trabalho para avaliar a geração distribuída com sistemas fotovoltaicos, que apresentou relatório em 2009 (MME, 2009). Conforme consta desse documento, a criação do grupo de trabalho ocorreu devido à grande potencialidade da energia solar fotovoltaica de fornecer energia elétrica de forma competitiva e formar toda uma cadeia produtiva de alta tecnologia. Nesse relatório é assinalado que programas bem-sucedidos, como o da Alemanha, comprovam que políticas direcionadas para novas fontes renováveis trazem bons resultados. O relatório



considera que o Brasil é privilegiado por receber altos níveis de radiação solar e por possuir grandes reservas de silício de alta qualidade, sendo o quarto maior exportador da substância no grau metalúrgico, primeira etapa para a produção do silício de grau solar, de maior valor agregado. O grupo de trabalho ressalta que uma política de incentivo adequada poderá promover a consolidação de uma cadeia produtiva para atender ao mercado interno e externo de equipamentos e que seria de interesse a adoção de incentivos fiscais e tributários. Os estudos apontaram para a formatação de um programa solar fotovoltaico brasileiro com base no modelo alemão, que obriga as distribuidoras a adquirirem a energia injetada na rede pelas unidades de geração. A utilização de sistemas fotovoltaicos de grande porte não foi considerada a mais apropriada, por não aproveitar a grande vantagem propiciada pelos sistemas distribuídos, que é a geração de eletricidade próxima à carga, evitando custos de transporte e de distribuição.

Por outro lado, foi avaliado que seria preciso resolver dificuldades relacionadas à conexão de pequenos sistemas fotovoltaicos, em razão das regras estabelecidas nos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), de responsabilidade da Aneel.

O estudo também indicou que um programa de incentivo à utilização da energia fotovoltaica deverá prever o acesso dos consumidores a linhas especiais de crédito para financiar a compra e instalação de sistemas fotovoltaicos.

Ressalte-se, porém, que o Ministério de Minas e Energia ainda não apresentou um programa para desenvolvimento da energia solar fotovoltaica no Brasil.

A agência reguladora do setor elétrico, por sua vez, já adotou medidas no sentido de viabilizar a geração distribuída em pequena escala no Brasil, que abrange também a energia solar fotovoltaica. No mês de agosto de 2011 a Aneel publicou o Aviso de Audiência Pública nº 42/2011, com o objetivo de colher contribuições à minuta de Resolução Normativa que busca reduzir as barreiras para a instalação de micro e minigeração distribuída incentivada e alterar o desconto nas



Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição de Energia Elétrica – TUSD e de Uso do Sistema de Transmissão de Energia Elétrica – TUST para usinas com fonte solar.

Em 17/4/2012, foi aprovada a Resolução nº 482/2012, que prevê a criação de um sistema de compensação de energia em que, se em um período de faturamento a energia gerada for maior que a consumida, o consumidor receberia um crédito em energia na fatura seguinte. Caso contrário, o consumidor pagaria apenas a diferença entre a energia consumida e a gerada. Os créditos poderiam ser compensados em até 36 meses, expirando após esse prazo. Em relação à energia solar, propõe um desconto de 80%, aplicável nos dez primeiros anos de operação da usina, nas tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, incidindo na produção e no consumo da energia comercializada. O desconto seria reduzido para 50% após esse prazo inicial.

Na nota técnica que subsidiou o processo de audiência pública que antecedeu a aprovação da norma (Aneel, 2011), foi informado que, incluídos os tributos, nove distribuidoras possuem tarifas finais acima de R\$ 600 por megawatt-hora (MWh) e 22 praticam tarifas entre R\$ 500 e R\$ 600 por MWh, abrangendo estados como Minas Gerais, Maranhão, Tocantins, Ceará, Piauí, parte do Rio de Janeiro, Mato Grosso e interior de São Paulo. Assim, como o custo da geração fotovoltaica é estimado entre R\$ 500 e R\$ 600 por MWh, essa fonte já pode ser viável nas áreas de concessão dessas 31 distribuidoras se adotado o sistema de compensação de energia.

No campo da ciência e tecnologia, cabe destacar que o Brasil realiza pesquisas, com resultados positivos, nas etapas de purificação do silício, produção de células solares e montagem de módulos e sistemas fotovoltaicos.

Como exemplo, pode-se citar a experiência do Núcleo de Tecnologia em Energia Solar (NT-Solar) da Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul, apresentada com maiores detalhes em artigo anexo (Moehlecke; Zanesco, 2011). Esse grupo foi responsável pela construção de uma planta piloto de produção de módulos fotovoltaicos



com tecnologia nacional, que já fabricou mais de 12 000 células solares e 200 módulos fotovoltaicos. O NT-Solar desenvolveu também um plano de negócios que demonstrou ser viável produzir células e módulos fotovoltaicos no Brasil, com a criação de expressivo número de empregos e ganhos tecnológicos. Todavia, no referido artigo, os autores apontam que falta ao país um mercado estabelecido, que possua a demanda necessária para o estabelecimento de indústrias de produção de módulos fotovoltaicos.

Assim, conclui-se que o Brasil recebe grande incidência de radiação solar, que nos coloca em posição privilegiada em relação aos países que atualmente lideram a exploração dessa fonte renovável. Com a queda nos custos da geração de energia elétrica fotovoltaica, sua produção já se tornou vantajosa em grande parte do território nacional. Além disso, o país possui matéria-prima abundante e conhecimento técnico e científico que permitem a implantação de uma indústria para a produção dos módulos fotovoltaicos no país. Essas condições favoráveis já foram reconhecidas pelas principais entidades governamentais responsáveis pelo setor energético brasileiro, como o Ministério de Minas e Energia, a Empresa de Pesquisa Energética e a Agência Nacional de Energia Elétrica. Portanto, o que impede o desenvolvimento desse mercado é a ausência de uma legislação que promova os ajustes necessários no ordenamento jurídico nacional para que essa fonte, que apresenta os maiores crescimentos em todo o mundo, seja incorporada a sistema elétrico brasileiro, de modo a trazer ganhos econômicos, sociais e ambientais para o país.

6.3.4.3 Energia termossolar

A utilização da energia solar para o aquecimento de água, especialmente para o consumo residencial tem grande potencial no Brasil.

Conforme mencionado no item anterior, o país é privilegiado por receber altos níveis de radiação solar. Além disso, o custo do megawatt-hora térmico é menor que as tarifas residenciais em vigor no Brasil. Na China o custo está no máximo na faixa de R\$ 130 por MWh. Já na Europa, onde, em relação ao Brasil, é necessária maior área de equipamentos instalados para produzir uma determinada quantidade de



energia, o custo estimado varia de R\$ 115 a R\$ 345 por MWh (ver item 4.1.2.2).

Entretanto, apesar da grande vantagem comparativa, a área instalada de aquecedores solares no Brasil, em 2009, de 5,3 milhões de metros quadrados, é 27 vezes menor que a chinesa, quase quatro vezes menor que a norte-americana, e menos da metade do total instalado na Alemanha ou na Turquia (Weiss; Mauthner, 2011).

Quando se trata de capacidade instalada *per capita*, observa-se que os líderes mundiais são o Chipre e Israel, com 554 e 391 watts por habitante (W/hab.), de acordo com dados de 2009. A Áustria, país europeu que recebe incidência de radiação solar muito inferior em relação ao Brasil, ocupa a quarta posição, com 315 W/hab. Enquanto isso, de acordo com Weiss e Mauthner, 2011, o Brasil está na 31ª posição da lista de aproveitamento da energia solar para aquecimento de água, atrás de outros países que apresentam condições bem menos favoráveis, como Alemanha, Suíça, Dinamarca, Japão e Suécia.

Cabe assinalar que uma grande vantagem do uso dos aquecedores solares de água refere-se à substituição do chuveiro elétrico. O chuveiro elétrico, amplamente disseminado no Brasil, possui custo inicial muito baixo e facilidade de instalação. De acordo com o Plano Nacional de Eficiência Energética (MME, 2011), pesquisa realizada no âmbito do Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica – Procel apurou que, em 2005, 81% dos domicílios brasileiros aqueciam a água do banho, sendo que 73% utilizavam o chuveiro elétrico. A participação do aquecimento solar, por sua vez, foi estimada em apenas 1,8% dos domicílios brasileiros em 2009, que corresponderia a aproximadamente um milhão de residências (MME, 2011). Os chuveiros elétricos representam 6% do consumo nacional de eletricidade, mas são responsáveis por 18% do pico de demanda do sistema elétrico que ocorre no início da noite (MME, 2011). Portanto, uma maior participação do aquecimento solar teria como resultado a postergação de investimentos em novas usinas de produção de energia elétrica, evitando os inevitáveis impactos ambientais adversos, especialmente para os grandes empreendimentos, como o alagamento de áreas produtivas ou a emissão de poluentes pela queima de combustíveis



fósseis. Entretanto, os resultados seriam ainda mais efetivos na redução do carregamento do sistema elétrico no horário de pico noturno, evitando ou postergando vultosos investimentos nos sistemas de transmissão e distribuição, e aumentando a estabilidade e segurança do fornecimento de energia elétrica.

O Ministério de Minas e Energia assinala os benefícios dos sistemas de aquecimento solar para a matriz energética brasileira, mas reconhece a ausência de um programa nacional para incentivá-los (MME, 2011). Aponta para a necessidade de superar barreiras como:

- dificuldade de financiamento do desembolso inicial elevado, apesar do retorno do investimento ocorrer em poucos anos;
- baixos volumes de produção, que não permitem a obtenção de ganhos de escala, como a automação industrial;
- inexistência de um marco regulatório nacional para os sistemas de aquecimento solar.

O Plano Nacional de Energia 2030, por sua vez, considera que a troca dos chuveiros elétricos por aquecedores solares implica ganhos sistêmicos de eficiência, trazendo ganhos econômicos, aumento da segurança do suprimento e redução de impactos no meio ambiente. Esse plano avalia que o maior potencial para o uso do aquecimento solar de água concentra-se no setor residencial, mas não se restringe a ele, podendo ser aplicado no setor industrial, no pré-aquecimento de caldeiras, e, no setor comercial, em chuveiros e piscinas (MME, 2007).

O PDE 2020 estima um forte crescimento na utilização de sistemas de aquecimento solar, impulsionado pelo Programa Minha Casa, Minha Vida, com instalação destes equipamentos, até 2014, em cerca de dois milhões de residências (EPE, 2011c).

7. Conclusões finais

As fontes renováveis de energia são um dos principais instrumentos de combate às mudanças climáticas decorrentes da elevação dos gases de efeito estufa na atmosfera. Pela menor concentração dos recursos



naturais renováveis, como os hídricos, eólicos e solares, contribuem também para prover maior segurança no abastecimento energético. Contribuem ainda para o desenvolvimento social e econômico, para a universalização do acesso à energia e para redução da poluição causada pelo uso de combustíveis fósseis, com benefícios para o meio ambiente e a saúde.

As principais tecnologias hoje empregadas para o aproveitamento dos recursos naturais renováveis são:

- solar fotovoltaica, que apresenta grande crescimento, especialmente pelos autoprodutores residenciais e rápida redução de custos;
- termossolar para aquecimento de água, que já apresenta custos competitivos;
- solar termoelétrica, que ainda necessita de maiores reduções de custos para maior competitividade;
- biomassa, utilizando-se diversos insumos, como resíduos agrícolas, florestais e urbanos, dejetos de animais e culturas energéticas;
- hidrelétrica, competitiva e consolidada;
- eólica, que apresenta crescimento expressivo, já sendo competitiva em diversos locais, como no Brasil;
- geotérmica;
- energia dos oceanos, que apresenta menor grau de maturidade e limitada aplicação comercial.

Apesar das vantagens que detêm, o aumento da participação das fontes renováveis requer a superação de barreiras, como falhas de mercado e barreiras econômicas, barreiras de informação e conscientização, barreiras socioculturais e as barreiras institucionais e políticas.

Para superar esses obstáculos, torna-se necessária a adoção de políticas que estimulem mudanças no funcionamento dos sistemas energéticos tradicionais. Com esse propósito, atualmente, mais de 115 países utilizam algum tipo de política para promover o desenvolvimento das



fontes renováveis de energia. São adotadas políticas que abrangem incentivos fiscais, mecanismos estatais de financiamento e políticas regulatórias apropriadas.

Alguns países tornaram-se referência internacional pelas políticas implantadas com sucesso no estímulo às fontes renováveis, como a Alemanha e a Espanha. Entre os mecanismos adotados destacam-se as tarifas *feed-in*, que são os valores pelos quais os geradores são remunerados pela energia que injetarem na rede, geralmente definidos de acordo com a fonte. Nesse sistema, as distribuidoras são obrigadas a garantir a conexão à rede elétrica e a compra da energia produzida.

Outros países conseguiram avanços expressivos em determinados segmentos das fontes renováveis, como a energia eólica. Esse é o caso dos Estados Unidos, onde são destaques a fixação de metas de consumo mínimo de fontes renováveis, no âmbito estadual, e incentivos fiscais concedidos pelo governo federal. A China, por sua vez, obteve resultados positivos, como a liderança mundial em energia eólica, por meio, principalmente, do planejamento energético, que inclui a definição de metas nacionais de participação de energia renovável, metas por fonte e metas para as empresas de energia, além de tarifas *feed-in*.

No Brasil, a participação das fontes renováveis na matriz energética é de 44%, enquanto a média mundial é de 13%. As principais fontes renováveis utilizadas no país são a hidráulica, que mantém uma participação estável, e os produtos da cana-de-açúcar, cuja importância relativa tem aumentado nos últimos anos. Esses energéticos destinam-se, principalmente, à geração de energia elétrica e ao setor de transportes, por meio dos biocombustíveis.

A Constituição Federal reservou a competência exclusiva de legislar sobre energia à União, a quem também atribuiu a tarefa de explorar, direta ou mediante autorização, concessão ou permissão, os serviços e instalações de energia elétrica e o aproveitamento energético dos cursos de água.

O principal mecanismo previsto na legislação brasileira para contratação de energia elétrica é a realização de leilões públicos, previstos na Lei nº 10.848/2004. Essas licitações são eficazes para a contratação das



fontes renováveis mais competitivas. O sucesso dessa sistemática é apresentado em artigo anexo, de autoria do presidente da Empresa de Pesquisa Energética (Tolmasquim, 2011b). O Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA) também obteve resultados satisfatórios para a implantação de projetos de fontes alternativas, contratando, por vinte anos, empreendimentos de grande ou médio porte com o preço da energia produzida por cada fonte definido, *a priori*, pelo governo federal.

Quanto às fontes renováveis que, pela tecnologia utilizada ou pela escala do projeto, necessitam de maior apoio para superação das barreiras ainda existentes, a legislação brasileira incorpora diversas disposições, entre as quais:

- utilização de recursos da RGR para financiar fontes eólica, solar, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas;
- determinação para que a Eletrobrás institua programa para fomentar a produção de energia elétrica a partir da fonte solar;
- adoção de sistemas de outorga mais simplificados, como autorização para as PCHs e apenas registro para aquelas de capacidade de até 1 000 kW;
- concessão de descontos nas tarifas de transmissão e distribuição para PCHs, empreendimentos hidroelétricos com potência igual ou inferior a 1 000 kW e para aqueles com base em fontes solar, eólica e biomassa que injetem na rede até 30 000 kW;
- permissão para que as fontes alternativas renováveis comercializem energia elétrica diretamente com consumidor ou conjunto de consumidores, cuja carga seja maior ou igual a 500 kW no Sistema Interligado Nacional ou maior ou igual a 50 kW nos sistemas isolados;
- possibilidade de que as fontes alternativas renováveis recebam recursos da Conta de Consumo de Combustíveis, quando substituam geração termelétrica de origem fóssil nos sistemas isolados;



- possibilidade de que as distribuidoras adquiram energia elétrica proveniente de fontes alternativas renováveis por meio de chamada pública, na modalidade de geração distribuída;
- possibilidade de financiamento de equipamentos de energia solar no âmbito do programa Minha Casa, Minha Vida.

Essas medidas, no entanto, não foram suficientes para superar as barreiras relativas ao aproveitamento das fontes alternativas renováveis por meio da geração descentralizada de pequena escala.

Verifica-se que a participação das fontes renováveis na oferta de energia elétrica no Brasil é significativa, tendo atingido 85,6% em 2010. Destacam-se a energia hidráulica, cuja participação foi de 80,5% (incluída a energia importada da parte paraguaia de Itaipu), e a biomassa, que contribuiu com 4,7%. A fonte eólica, por sua vez, tem apresentado crescimento expressivo e sua contribuição para a geração de energia elétrica deverá se elevar substancialmente nos próximos anos.

As fontes eólica, solar e da biomassa no Brasil apresentam a grande vantagem de serem complementares à geração hidrelétrica. Isso implica que produzem mais energia elétrica no momento em que as hidrelétricas apresentam as menores fluências hídricas, o que contribui para compensar a perda de capacidade relativa de regularização dos reservatórios em razão da tendência atual de se construírem usinas a fio d'água.

Entre as usinas hidrelétricas, os grandes empreendimentos respondem por 95% da capacidade instalada e as pequenas centrais hidrelétricas, de capacidade superior a 1000 kW até 30000 kW, representam 4,7% da capacidade de geração hidrelétrica no Brasil.

As usinas de escala reduzida, com até 1000 kW de potência, no entanto, pela falta de uma legislação que as incentive, respondem por apenas 0,3% da capacidade instalada em hidrelétricas no Brasil. Esse número é bastante reduzido quando comparado com os dados da China, por exemplo, que possui mais de 45000 aproveitamentos hidrelétricos de pequena escala, cuja capacidade total chega a 55 GW, equivalentes a 26% da capacidade instalada dessa fonte naquele país.



Em relação à eletricidade da biomassa a situação é similar. Da produção de energia elétrica por essa fonte em 2010, 64% originou-se do bagaço de cana e 29% da lixívia (subproduto da indústria de papel e celulose). Essas unidades de geração, normalmente estão associadas a grandes projetos industriais, que envolvem vultosos investimentos.

A contribuição de pequenas unidades de geração a biomassa, com capacidade inferior a 1000 kW, é também bastante reduzida, pela ausência de um ambiente regulatório favorável. Todavia, destaca-se a experiência da Companhia Paranaense de Energia Elétrica (COPEL) que, com apoio de Itaipu, contratou, na modalidade de geração distribuída, energia elétrica proveniente de seis pequenos projetos de produção de eletricidade a partir da queima de biogás originado de dejetos de suínos, como relatado em artigo anexo a este estudo (Bley Jr., 2011).

O Atlas Brasileiro de Energia Solar (Pereira et al., 2006), por sua vez, informa que os valores de irradiação solar incidente em qualquer região do território brasileiro são superiores aos da maioria dos países da União Europeia, como Alemanha (0,9 a 1,25 kWh/m²), França (0,9 a 1,65 kWh/m²) e Espanha (1,20 a 1,85 kWh/m²), onde existe grande número de projetos para aproveitamento de recursos solares.

A Aneel, por sua vez, avalia que a instalação de sistemas fotovoltaicos pelos consumidores residenciais já pode ser viável nas áreas de concessão de 31 distribuidoras, abrangendo estados como Minas Gerais, Maranhão, Tocantins, Ceará, Piauí, parte do Rio de Janeiro, Mato Grosso e interior de São Paulo. Isso porque os custos da energia fotovoltaica já podem ser inferiores às tarifas residenciais, com impostos, aplicadas nessas áreas.

Apesar disso, as leis brasileiras não incentivam a instalação desses sistemas pelos pequenos consumidores de energia, existindo, apenas, o sistema de compensação de energia recentemente aprovado pela Aneel, por meio da Resolução Normativa nº 482/2012.

Quando ao uso da energia solar para aquecimento de água, sua utilização apresenta grandes vantagens, especialmente a redução do carregamento do sistema elétrico, pela substituição de chuveiros elétricos, responsáveis por 18% do pico de demanda que ocorre no início da



noite. A área instalada de aquecedores solares no Brasil, em 2009, era de 5,3 milhões de metros quadrados, 27 vezes menor que a instalada na China, quase quatro vezes menor que a norte-americana, e menos da metade do total instalado na Alemanha ou na Turquia (Weiss; Mauthner, 2011). Em relação a essa fonte, o Ministério de Minas e Energia, por intermédio do Plano Nacional de Eficiência Energética, reconhece que no Brasil ainda persistem dificuldade de financiamento do desembolso inicial elevado, baixos volumes de produção, que não permitem a obtenção de ganhos de escala, e a inexistência de um marco regulatório nacional para os sistemas de aquecimento solar.

Os principais documentos do planejamento energético nacional não consideram o aproveitamento de fontes renováveis de pequena escala entre as contribuições para o suprimento do mercado brasileiro de energia. Essa situação verifica-se para o caso das fontes hídrica, solar fotovoltaica, eólica e eletricidade da biomassa. A única exceção refere-se à utilização da energia solar para aquecimento de água, cuja contribuição é considerada no Plano Nacional de Energia 2030.

O Balanço Energético Nacional 2011, por sua vez, não incorpora no capítulo dedicado aos recursos e reservas energéticas os potenciais eólico e solar brasileiros.

Portanto, os dados energéticos brasileiros demonstram que a geração de energia elétrica em aproveitamentos de pequena capacidade ainda é incipiente no Brasil, apesar dos recursos naturais disponíveis, enquanto, em diversos países do mundo, esse tipo de geração tem apresentado grande crescimento, como é o caso da energia solar fotovoltaica. Além disso, essa forma sustentável de aproveitamento energético não vem recebendo a atenção no planejamento energético brasileiro.

Assim, o Brasil deixa de aproveitar vantagens como complementaridade com a energia hidrelétrica, diminuição do carregamento da rede, baixo impacto ambiental, menor prazo de implantação, redução das perdas elétricas, melhoria do nível de tensão e diversificação da matriz energética (Aneel, 2011). Além disso, não são produzidos os benefícios sociais e econômicos que as cadeias produtivas relacionadas aos pequenos aproveitamentos energéticos propiciam, como a



promoção de desenvolvimento tecnológico, a criação de maior número de empregos, e menor concentração de renda.

Para a pequena geração distribuída faltam mecanismos de financiamento abrangentes e acessíveis, que contribuam decisivamente para superar diversas barreiras. Entre elas inclui-se a dificuldade na obtenção de financiamento para fazer frente aos custos iniciais mais elevados desses projetos. A comercialização de energia por esses pequenos geradores é também difícil, pois dependem da realização de chamadas públicas pelas concessionárias de distribuição, que, normalmente, preferem utilizar grandes sistemas centralizados de produção e transporte de energia. Além disso, a remuneração pela energia fornecida na modalidade de geração distribuída não é atrativa.

Portanto, o Brasil carece de aperfeiçoamentos em sua legislação, de modo que seja eliminada a lacuna atualmente existente quanto a mecanismos que, efetivamente, favoreçam a produção descentralizada de energia em projetos de pequena escala.

8. Referências

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA [ANEEL]. *Atlas de Energia Elétrica do Brasil* 3. ed. Brasília: ANEEL, 2008.

_____. Banco de Dados de Geração. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidade_brasil/capacidadebrasil.asp. Acesso em: 30 mar. 2012.

_____. Nota Técnica nº 0025/2011-SRD-SRC-SRG-SCG-SEM-SRE-SPE/ANEEL. Brasília, 20 jun. 2011.

AMARANTE, Odilon A. Camargo; BROWER, Michael; ZACK, John; SÁ, Antonio Leite. *Atlas do Potencial Eólico Brasileiro*. Centro de Pesquisas de Energia Elétrica/CEPEL, Brasília, 2001.

BLEY JR., Cícero. *O produto biogás: reflexões sobre sua economia*. 2011. [Artigo anexo ao presente estudo].



BMU. Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety. *Renewable Energy Sources in Figures - National and International Development*. Disponível em: <http://www.bmu.de/files/english/pdf/application/pdf/broschuere_ee_zahlen_en_bf.pdf>. BMU, 2011.

CASTRO, Nivalde José; BRANDÃO, Roberto; DANTAS, Guilherme de A. *Considerações sobre a ampliação da geração complementar ao Parque Hídrico Brasileiro*. GESEL-IE-UFRJ. Rio de Janeiro, 2010.

DE JAGER, D.; KLESSMANN, C; STRICKER; E. WINKEL, T; DE VISSER, ERIKA; ESPANHA. Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE). *Boletín de Energías Renovables - Datos 2010*. Disponível em: http://www.idae.es/index.php/mod.documentos/mem.descarga?file=/documentos/Boletin_de_Energias_Renovables__1._Datos_2010._2011_12FINAL_a242d62f.pdf. Acesso em: 30 nov. 2011.

_____. *La Energía en España 2010*. 2011. Disponível em: <http://www.minetur.gob.es/energia/balances/balances/librosenergia/energia_espana_2010_2ed.pdf>.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA [EPE] *Anuário estatístico de energia elétrica 2011*. Rio de Janeiro: EPE, 2011a.

_____. *Balço Energético Nacional 2011: Ano base 2010*. Rio de Janeiro: EPE, 2011b.

_____. *Plano Decenal de Expansão de Energia 2020*. Rio de Janeiro: EPE, 2011c.

EUROPEAN PHOTOVOLTAIC INDUSTRY ASSOCIATION [EPIA]. *Market Report 2011*. Disponível em: <<http://www.epia.org>>. EPIA, 2012.

_____. *Solar Photovoltaics Competing in the Energy Sector - On the Road to Competitiveness*. Sept. 2011. Disponível em: <http://www.euractiv.com/sites/all/euractiv/files/Competing_Full_Report.pdf>. EPIA, 2011.



GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL [GWEC]. *Global Wind Statistics 2011*. Disponível em: < http://www.gwec.net/fileadmin/images/News/Press/GWEC_-_Global_Wind_Statistics_2011.pdf>. GWEC, 2012a.

_____. *Global Wind Report - 2011*. Disponível em: <http://www.gwec.net/fileadmin/documents/NewsDocuments/Annual_report_2011_lowres.pdf>. GWEC, 2012b.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY [IEA]. 2011 *Key World Energy Statistics*. Disponível em: http://www.iea.org/publications/free_new_desc.asp?pubs_ID=1199>. IEA, 2011a.

_____. *World Energy Outlook 2011* (Sumário Executivo). IEA, 2011b.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY [IEA]. *G-20 Clean Energy, and Energy Efficiency Deployment and Policy Progress*. IEA, 2011c.

_____. *Trends In Photovoltaic Applications*. IEA, 2011d.

_____. *Renewable Energy - Markets and Prospects by Technology*. IEA, 2011e.

_____. *Technology Roadmap: solar photovoltaic energy*. IEA, 2010a.

_____. *The Potential of Solar Thermal Technologies in a Sustainable Energy Future. Solar Heating and Cooling Programme*. Disponível em: <<http://www.Solarthermalworld.org/node/3164>>. IEA, 2010.

_____. *Technology Roadmap Concentrating Solar Power*. IEA, 2010c.

_____. *Technology Roadmap - Wind Energy*. IEA, 2009a.

_____. *IEA ENERGY Technology Essentials - Biomass for Power Generation and CHP*. IEA, 2007.

_____. *2009 Energy Balance for Germany*. Disponível em: <http://www.iea.org/stats/balancetable.asp?COUNTRY_CODE=DE>. Acesso em 19 mar. 2012. IEA, 2012a.

_____. *2009 Energy Balance for Spain*. Disponível em: <http://www.iea.org/stats/balancetable.asp?COUNTRY_CODE=ES>. Acesso: 19 mar. 2012. IEA, 2012b.



_____. *2009 Energy Balance for United States*. Disponível em http://www.iea.org/stats/balancetable.asp?COUNTRY_CODE=US. Acesso em 19 mar. 2012. IEA, 2012c.

_____. *2009 Energy Balance for People's Republic of China*. Disponível em: <http://www.iea.org/stats/balancetable.asp?COUNTRY_CODE=CN>. Acesso em 19 mar. 2012. IEA, 2012d.

_____. *Renewable Energy - Policy Considerations for Deploying Renewables*. IEA, 2011f.

_____. *Photovoltaic Power Systems Programme - Annual Report 2010*. IEA, 2011g.

_____. *Energy Policies of IEA Countries - Spain- 2009 Review*. IEA, 2009b.

[THE] INTERNATIONAL JOURNAL ON HYDROPOWER & DAMS [IPCC]. *2010 World Atlas & Industry Guide*. Disponível em: <INTERGOVERNMENT PANEL ON CLIMATE CHANGES. *IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation*. 2011. Disponível em: <<http://www.ipcc-wg3.de/publications/special-reports>>. IPCC, 2011.

[THE] INTERNATIONAL JOURNAL ON HYDROPOWER & DAMS [IPCC]. *Climate Change: The IPCC Scientific Assessment*. IPCC, 1990.

_____. *Climate Change 2007: Synthesis Report*. IPCC, 2007.

KOPER, M.; RAGWITZ, A.; HELD, A.; RESCH, G.; BUSCH, S.; PANZER, C.; GAZZO, A.; ROULLEAU, T.; GOUSSELAND, P.; HENRIET, M.; BOUILLE, A. *Financing Renewable Energy in the European Energy Market*. 2010. Disponível em: <http://ec.europa.eu/energy/renewables/studies/doc/renewables/2011_financing_renewable.pdf>.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA [MME] *Boletim Mensal de Energia - Mês de Referência: dezembro de 2011*. MME, 2012.



_____. *Plano Nacional de Eficiência Energética – Premissas e Diretrizes Básicas*. MME, 2011.

_____. *Estudos e proposta de utilização de geração fotovoltaica conectada à rede, em particular em edificações urbanas*. Relatório do Grupo de Trabalho de Geração Distribuída com Sistemas Fotovoltaicos. MME, 2009.

_____. *Plano Nacional de Energia 2030*. Brasília, MME, 2007.

MOEHLECKE, Adriano; ZANESCO, Izete. Energia solar fotovoltaica no Brasil: situação atual e perspectivas para estabelecimento de indústrias apoiadas em programas de P&D e financiamento. 2011. [Artigo anexo ao presente estudo].

NYKO, Diego; FARIA, J. L. Garcia; MILANEZ, Artur Yabe; CASTRO, Nivalde José; BRANDÃO, Roberto; DANTAS, Guilherme de A. Determinantes do baixo aproveitamento do potencial elétrico do setor sucroenergético: uma pesquisa de campo. *BNDES Setorial* 33, p. 421-476. 2011.

PEREIRA, Enio B.; MARTINS, Fernando R.; ABREU, Samuel L.; RÜTHER, Ricardo. *Atlas Brasileiro de Energia Solar*. 1. ed. São José dos Campos: INPE, 2006.

POLLIN, R.; GARRETT-PELTIER, H.; HEINTZ, J.; SCHARBER, H. *Green Recovery – A Program to Create Good Jobs and Start Building a Low-Carbon Economy*. Centre for American Progress and Political Economy Research Institute (PERI), University of Massachusetts, Washington, DC and Amherst, MA, USA. 2008.

PVXchange. Price Index. Disponível em <http://www.pvxchange.com/priceindex/priceindex.aspx?template_id=1&langTag=en-GB>. Acesso em: fev. 2012.

RENEWABLE Energy Policy Network for the 21st Century [REN21]. *Renewables 2011- Global Status Report*. REN21, 2011.



ROGNER, H.; ZHOU, D.; BRADLEY, R.; CRABBÉ, P.; EDENHOFER, O.; HARE, B. (Australia), L. Kuijpers, M. Yamaguchi. Introduction. *In Climate Change 2007: Mitigation*. 2007. Contribution of Working Group III to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [B. Metz, O.R. Davidson, P.R. Bosch, R. Dave, L.A. Meyer (eds.)], Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA.

TOLMASQUIM, Maurício *Política energética e as fontes renováveis de Energia*. Apresentação no Seminário Internacional sobre Fonte Renováveis de Energia realizado em 14 de setembro de 2011 na Câmara dos Deputados. Tolmasquim, 2011a.

_____. *A Política Energética Atual e as Fontes Renováveis de Energia*. Tolmasquim, 2011b. [Artigo anexo ao presente estudo].

UNIÃO da Indústria de Cana-de-Açúcar – [Unica]. *Evolução da Bioeletricidade Sucroenergética Exportada para a Rede Elétrica*. Tabela disponível em www.unica.com.br. Unica, 2011a.

_____. *Bioeletricidade – A Energia Verde e Inteligente do Brasil*. Unica, 2011b.

UNIÃO EUROPEIA (EU). *Panorama acerca de Mudanças Climáticas*. Disponível em: <http://europa.eu/pol/env/index_pt.htm>. Acesso em: 17 nov. 2011.

UNITED NATIONS [ONU]. *United Nations Framework Convention on Climate Change*. ONU, 1992.

_____. *Sustainable Development: From Brundtland to Rio 2012*. ONU, set. 2010.

_____. *Promotion of new and renewable sources of energy - Report of the Secretary-General*. ONU, 2011a.

_____. *Making those first steps count: An Introduction to the Kyoto Protocol*. Disponível em: <http://unfccc.int/essential_background/kyoto_protocol/items/6034.php>. Acesso em: 17 nov. 2011. ONU, 2011b.



UNITED STATES. Environmental Protection Agency. *American Recovery and Reinvestment Act of 2009: Tax-Based Provisions*. Global Renewable Energy Policies and Measures Database. Disponível em: <http://www.iea.org/textbase/pm/?mode=weo&action=detail&id=4444>. IEA/IRENA, 2012a

US DEPARTMENT OF ENERGY. *American Recovery and Reinvestment Act: Appropriations for Clean Energy*. IEA/Irena – Global Renewable Energy Policies and Measures Database. Disponível em: <http://www.ere.energy.gov/recovery/>. IEA et al., 2012b.

_____. *State-level Renewable Portfolio Standards (RPS)*. IEA/Irena – Global Renewable Energy Policies and Measures Database. IEA et al., 2012c.

_____. *Renewable Portfolio Standard – California*. IEA/Irena – Global Renewable Energy Policies and Measures Database. IEA et al., 2012d.

_____. *Renewable Energy Law - China*. IEA/Irena – Global Renewable Energy Policies and Measures Database. IEA et al., 2012e.

_____. *The Twelfth Five-Year Plan for National Economic and Social Development of The People's Republic of China*. IEA/Irena – Global Renewable Energy Policies and Measures Database. IEA et al., 2012f.

VIANA, A.N.C.; VIANA, F.G. *Os Microaproveitamentos Hidráulicos e a Geração Descentralizada*. Artigo anexo. 2011.

WEISS, Werner; MAUTHNER, Franz. *Solar Heat Worldwide - Markets and Contribution to the Energy Supply 2009*. IEA Solar Heating & Cooling Programme May 2011.

WERDER, Ulrich G.R. *Soluções através do Parafuso de Arquimedes. Em Inevitável Mundo Novo – Volume II*, organizado por Uczai, Pedro. 2010.

WWEA – Associação Mundial de Energia Eólica. *Small Wind World Report Summary 2012*. WWEA, 2012.

**CONTRIBUIÇÕES
ESPECIAIS**



1. A POLÍTICA ENERGÉTICA ATUAL E AS FONTES RENOVÁVEIS DE ENERGIA

Mauricio Tiomno Tolmasquim

Presidente da Empresa de Pesquisa Energética (EPE)

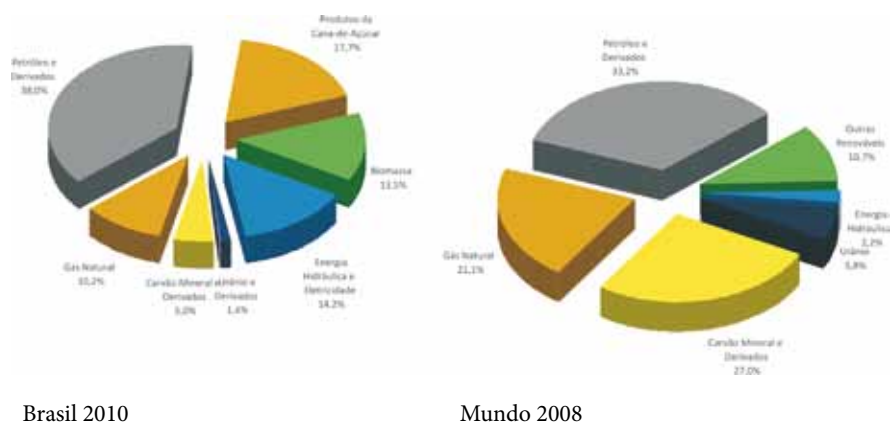
I – INTRODUÇÃO

O Brasil encontra-se em uma situação diferenciada com relação ao mundo no que se refere ao aquecimento global. Enquanto no mundo a produção e uso da energia é o grande vilão, no Brasil a energia pouco impacta as emissões de gases de efeito estufa (GEE). Afinal, 65% das emissões mundiais de GEE são decorrentes da produção e uso da energia, enquanto no Brasil esta participação cai para 16,5%. A participação da produção e do uso da energia no total de emissões de GEE nos EUA e na União Europeia representam 89% e 79%, respectivamente.

Isto decorre do fato de que a matriz energética brasileira é uma das mais renováveis do mundo. Enquanto a matriz mundial é apenas 13% renovável, a matriz brasileira é composta por 45% de fontes renováveis.



Figura 1. Qualidade da matriz energética brasileira



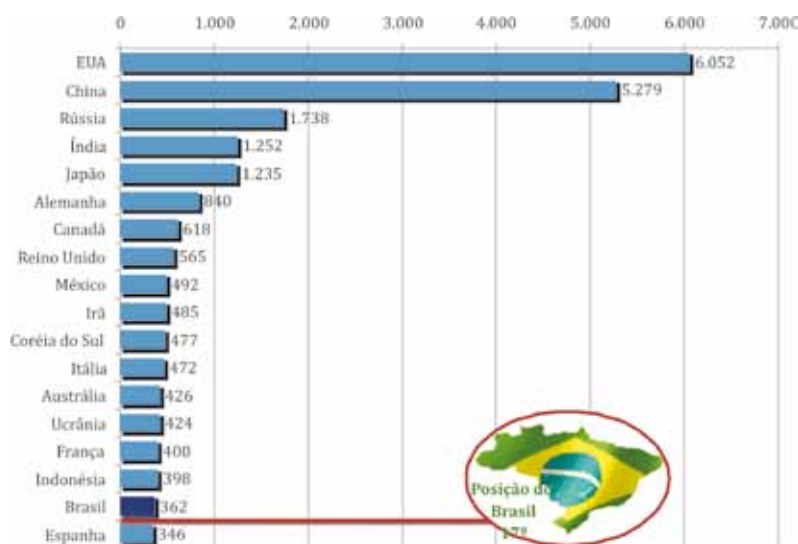
(1) Inclui lenha, carvão vegetal e outras renováveis.

(2) Inclui combustíveis renováveis, rejeitos, solar, eólica, geotérmica e outras.

Fontes: EPE [BEN 2011 – Resultados Preliminares] e IEA [Key World Energy Statistics – 2010]

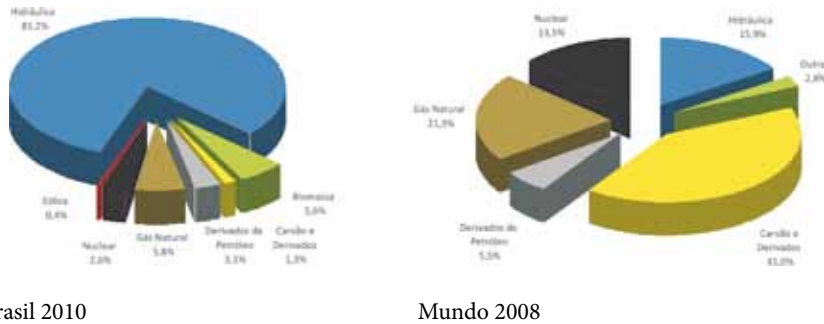
Graças a seu baixo percentual de fontes fósseis na matriz, o setor energético brasileiro ocupa apenas a 17ª posição no *ranking* mundial de emissões de GEE. As emissões do setor energético de países como a China e os Estados Unidos são cerca de quinze vezes maiores que a brasileira.

Figura 2. Emissão de Gases de Efeito Estufa
Emissões no Setor Energético em 2005 (tCO₂-eq)



Fonte: WRI/CAIT

No setor elétrico, a situação do Brasil é ainda mais interessante, uma vez que, na produção de energia elétrica, por conta da opção pela hidroeletricidade, a participação das renováveis é superior a 90%, enquanto no mundo ela é de apenas 18%.

Figura 3. Fontes de produção de eletricidade

(1) Inclui importação.

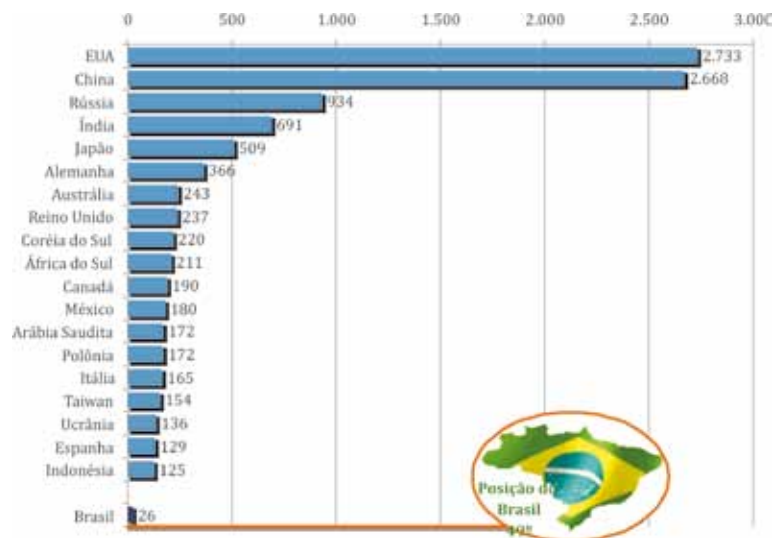
(2) Inclui gás de coqueria.

(3) Inclui lenha, bagaço de cana, lixívia e outras recuperações.

(4) Inclui geotermal, solar, eólica, combustíveis renováveis, rejeitos e lenha.

Fontes: EPE [BEN 2011 – Resultados Preliminares] e IEA [Key World Energy Statistics – 2010]

O grande percentual de fontes renováveis na matriz de energia elétrica nacional faz com que o Brasil esteja bem distante dos maiores emissores de GEE. Quando olhamos o consumo e a produção de energia elétrica, o Brasil ocupa a 49ª posição. O setor elétrico de países como a China e os Estados Unidos emite cerca de cem vezes mais que o brasileiro.

Figura 4. Emissão de Gases de Efeito Estufa
Emissões no Setor Elétrico em 2005 (tCO₂eq)

Fonte: WRI/CAIT

A boa notícia é que o Brasil tem todas as condições de manutenção de uma matriz limpa, renovável e, conseqüentemente, pouco poluente.

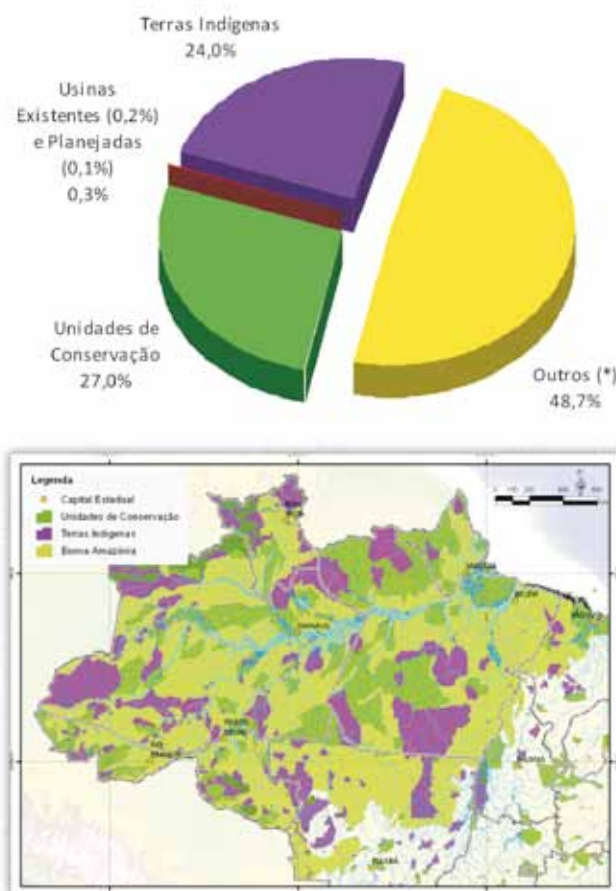


II – ENERGIA HIDRÁULICA

O Brasil dispõe do terceiro maior potencial hidrelétrico do mundo, correspondente a cerca de 10% do potencial mundial, atrás apenas da China (13%) e da Rússia (12%), estimado em cerca de 260 GW, dos quais apenas um terço já foi aproveitado. Os empreendimentos hidrelétricos em operação geram mais de 80% da energia elétrica hoje consumida no país. Considerando que esta fonte de energia ainda é bastante competitiva com relação às alternativas hoje existentes e dadas suas características de renovabilidade e abundância no país, justifica-se plenamente a continuidade do aproveitamento do potencial hidrelétrico remanescente.

Uma vez construída, uma usina hidrelétrica apresenta longa vida útil, podendo gerar grande quantidade de eletricidade com baixo custo de geração por mais de cem anos.

**Figura 5. Ocupação da Amazônia Brasileira
Unidades de Conservação e Terras Indígenas**





Cerca de 60% do potencial hidrelétrico remanescente situa-se na região Norte, onde se encontra um dos mais ricos ecossistemas, o bioma Amazônia.

Sem dúvida, a necessidade de conservação desse patrimônio natural é inquestionável. Vale lembrar que mais da metade desta região é constituída por Unidades de Conservação e de Terras Indígenas. A exploração de parte do potencial hidroelétrico da região não é incompatível com a preservação ambiental da Amazônia, mas, ao contrário, a hidroelétrica tem todas as condições de ser um vetor de desenvolvimento sustentável da região.

O desenvolvimento de qualquer potencial hidráulico não apenas deve cuidar para que os impactos ambientais provocados sejam mitigados ou compensados, mas pode também ser um instrumento de recuperação de áreas degradadas e um fator inibidor de processos de desmatamento.

Nesse sentido, enormes progressos têm sido feitos nos últimos tempos, tais como:

- Preservação de áreas no entorno de reservatórios e recuperação de matas ciliares. Áreas no entorno de reservatórios já instalados no país estão hoje entre as mais bem conservadas, inclusive com relação à biodiversidade.
- Programas de salvamento da flora e da fauna e também de sítios arqueológicos. Eles têm sido, muitas vezes, a garantia de conservação de elementos chave do bioma atingido.

No aspecto socioeconômico, é emblemático o efeito de projetos mais recentes, em torno dos quais núcleos urbanos chegam a apresentar índices de desenvolvimento humano superiores aos da região na qual se inserem.

Assim, dentro de uma visão mais contemporânea, usinas hidroelétricas são mais que uma fábrica de eletricidade. Constituem, na verdade, vetores do desenvolvimento regional e de preservação ambiental.

Além disso, é importante salientar que, no caso do Brasil, a construção das usinas pode ser feita praticamente com 100% de fornecimento e serviços nacionais, o que significa geração de emprego e renda no país.



III – BIOMASSA

A biomassa é outra fonte onde existe um grande potencial de crescimento.

Da colheita da cana de açúcar resultam hoje alguns produtos: a palha, que fica no campo, e o caule (ou colmos) do qual é extraído o *caldo de cana*, sobrando o bagaço. Do caldo são produzidos açúcar, etanol e vinhoto – utilizado como fertilizante para a agricultura. O bagaço é utilizado como combustível, queimado em caldeiras para gerar calor e eletricidade (co-geração). Estudos em andamento procuram tornar viável o aproveitamento de parte da palha que fica no campo durante a colheita da cana de açúcar, de modo a disponibilizar mais biomassa para a queima em caldeiras.

O potencial atual do bagaço equivale a uma capacidade instalada de 9600 MW, dos quais somente 5500 MW são aproveitados. No caso da palha, em que não há aproveitamento, o potencial atual é de metade do bagaço. A perspectiva é que haja um aumento expressivo dessa capacidade até o final da década. Com relação à biomassa, a capacidade instalada de usinas em 2010 foi de 6930 MW. Até o final de 2015 serão instalados mais 2650 MW de potência contratados através dos leilões.

Figura 6. A evolução da capacidade contratada em Bioeletricidade



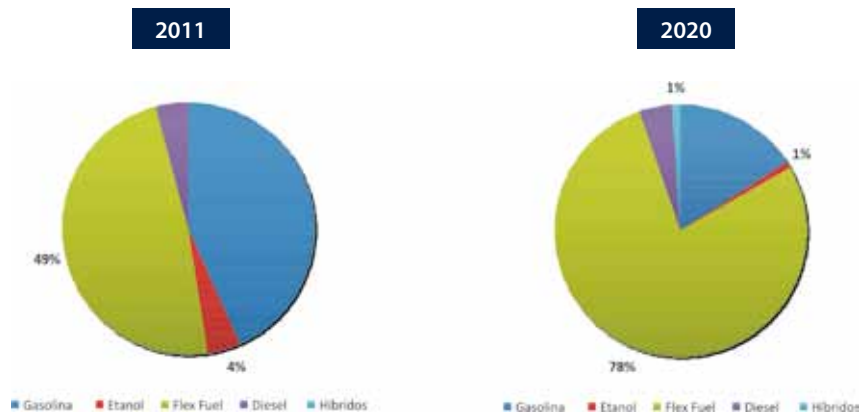
Fonte: EPE/ANEEL

Vale ressaltar que a expansão do cultivo da cana não é restrição para a expansão da agropecuária no país. Isto decorre da disponibilidade de terras subutilizadas, seja na pecuária extensiva, seja em terras não produtivas e fora dos biomas Amazonas e Cerrado.

O balanço total de emissões associado ao aproveitamento energético da cana é neutro, pois a etapa de fixação de carbono, através da fotossíntese, iguala à de liberação na sua utilização. Por isto, esses derivados são considerados limpos e contribuem para a renovabilidade da matriz energética.

O desenvolvimento no país da tecnologia de veículos *flex-fuel*, assegurando aos consumidores o direito de escolha no ato de abastecer, permite que o etanol, sempre que competitivo, tenha o seu mercado assegurado. Como, em geral, o etanol tem todas as condições de ser mais competitivo que a gasolina, as perspectivas de crescimento deste combustível são bastante promissoras no Brasil. O Plano Nacional de Expansão de Energia 2020 apresenta uma taxa de crescimento da demanda de etanol de 11% ao ano entre 2010 e 2020. Além disso, estima-se que, em 2020, 78% da frota de veículos leves seja composta por veículos *flex-fuel*.

Figura 7. Perfil da Frota de Veículos Leves por Combustível



Fonte: EPE [PDE 2020]

Uma importante vantagem da utilização do bagaço da cana como fonte de geração de energia elétrica é a complementaridade existente entre essa fonte e a geração hidroelétrica. O aproveitamento do bagaço da cana ocorre principalmente nos meses em que são registrados



os menores índices pluviométricos nas regiões Sudeste e Sul, onde se localizam grandes reservatórios de hidrelétricas.

IV – EÓLICA

Outra fonte com que o Brasil pode contar é a energia eólica, que é uma fonte renovável com elevado potencial disponível no país. Apesar deste potencial já ser conhecido há algum tempo, somente com os recentes avanços tecnológicos das turbinas foi possível torná-lo economicamente viável e iniciar-se o seu aproveitamento.

Segundo o Atlas do Potencial Eólico Brasileiro, elaborado em 2001, pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (Cepel), o valor do potencial brasileiro é de 143 GW de potência ou 272 TWh por ano de energia. Este potencial foi medido para torres de cinquenta metros de altura, padrão da tecnologia eólica à época da realização do Atlas. Em função da evolução tecnológica, que hoje permite a instalação de turbinas a mais de cem metros de altura, este potencial certamente apresentará valores bem maiores quando revisto.

Figura 8. Distribuição Geográfica do Potencial Eólico Brasileiro



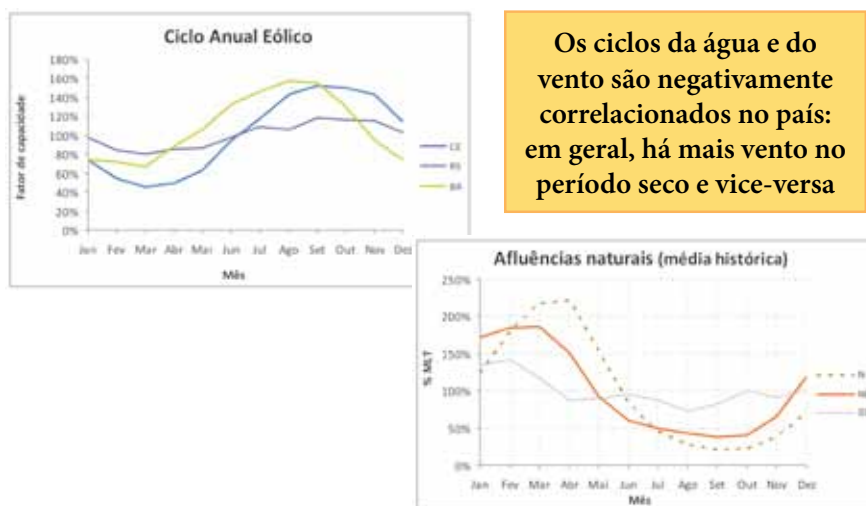
* Inclui 35 TWh de Itaipu

Fonte: Atlas do Potencial Eólico Brasileiro [CEPEL 2001]

Assim como outras fontes renováveis, a energia eólica é um recurso variável e intermitente. No Brasil, a predominância hidrelétrica do Sistema Elétrico Interligado Nacional (SIN) traz um duplo benefício para a fonte eólica.

Em primeiro lugar, em função das características do SIN, a regularização das usinas eólicas poderá ser feita através da utilização dos reservatórios das usinas hidrelétricas. Estes reservatórios podem acumular água quando houver excesso de geração eólica, e vice-versa. Quanto maior a capacidade de armazenamento do parque hidrelétrico, maior a capacidade de penetração de parques eólicos.

Figura 9. Complementaridade entre a Geração Eólica e Hidráulica no Brasil



Fonte: EPE

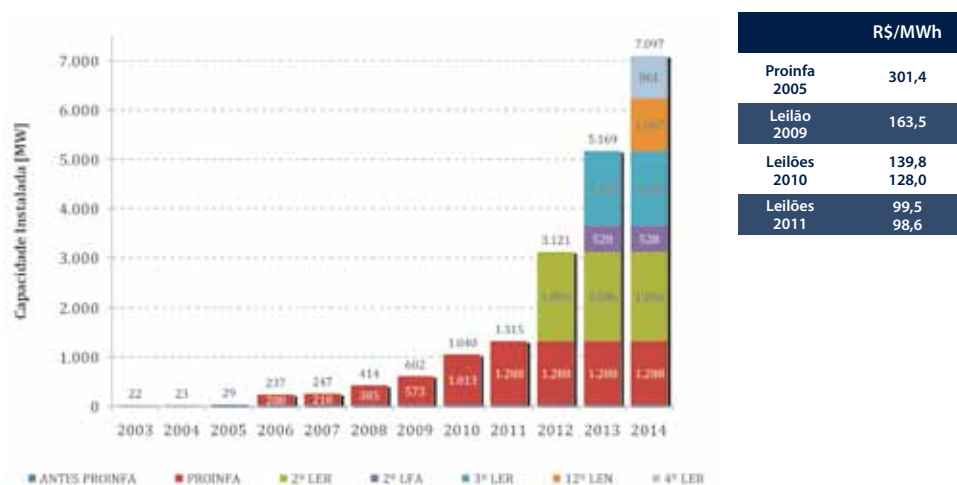
Em segundo lugar, se verifica uma significativa complementaridade mensal entre os regimes de vento e de vazões naturais nas principais bacias hidrográficas brasileiras, isto é, na estação seca há mais vento e em períodos com menos vento há maiores vazões afluentes, como mostrado na figura. Isto torna o aproveitamento combinado hidro-eólico uma opção interessante para o binômio sustentabilidade e expansão energética.

Atualmente a capacidade instalada em usinas eólicas é de cerca de 1 300 MW, a grande maioria resultante de empreendimentos do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA).



Nos últimos dois anos o nível de competitividade atingido pela fonte eólica foi tal que permitiu a contratação de mais de 5.000 MW via leilões a serem construídos até 2014, estimando-se que a capacidade instalada brasileira deverá alcançar mais de 7 000 MW de potência. O preço médio da energia eólica, que gira atualmente em torno de 300 reais/MWh, cairá progressivamente até 2014. Nos leilões que ocorreram em 2011, a energia eólica foi adquirida a 100 reais/MWh.

Figura 10. A Evolução da Capacidade e do Preço de Contratação da Energia Eólica



Fonte: EPE

Obs.: Valores referentes a agosto de 2011

Foram várias as razões para essa queda de preço. Elas são de ordem natural, tecnológica, internacional, econômico-financeira e energética.

No que diz respeito aos aspectos naturais, o Brasil possui ventos de boa qualidade, com baixas rajadas e reduzida turbulência. A velocidade média dos ventos no país é de oito metros por segundo, maior que a média europeia – cinco metros por segundo.

Outra razão importante para a redução dos preços da energia eólica no Brasil é que os aerogeradores têm apresentado um enorme progresso técnico nos últimos anos. Novos modelos de turbina surgem no mercado pelo menos a cada dois anos. E o Brasil começa a introduzir esta fonte com uma safra de tecnologia mais eficiente.



Ademais, os preços também estão fortemente correlacionados à crise financeira internacional. A desaceleração das economias norte-americana e europeia resultou na diminuição de investimentos no setor eólico, fazendo com que as indústrias de aerogeradores nestes países ficassem subcontratadas, ou seja, com estoque de produção em suas unidades.

A China poderia ser uma alternativa para estes fabricantes, pois é o país com maior mercado crescente de energia eólica. Todavia, o mercado chinês é suprido basicamente por fabricantes locais. Assim, as fábricas de aerogeradores europeias e norte-americanas passaram a concentrar suas vendas em novos mercados como América do Sul.

Neste contexto, o Brasil aparece como um polo de atração de investimentos para estas empresas. Afinal, a economia brasileira está no caminho do crescimento sustentável, com aumento da demanda de eletricidade. Para os próximos dez anos, o país necessitará de 65 000 MW de nova capacidade energética e a energia eólica deve ficar com uma parte deste mercado.

Estas razões nos ajudam a entender o grande número de fabricantes interessados no mercado brasileiro e porque eles estão reduzindo seus preços. Na verdade, isso é parte de uma estratégia agressiva para entrar no mercado brasileiro.

Até na última década, o Brasil tinha apenas um indústria de turbinas eólicas, a Wobben Wind Power, subsidiária da alemã Enercon. Como resultado dos últimos leilões, algumas indústrias de turbinas eólicas decidiram instalar fábricas no Brasil, assim como fábricas de outros componentes de aerogeradores (pá, nacelle, componentes elétricos).

V – CONSIDERAÇÕES FINAIS

A identificação do Brasil como potência energética e ambiental mundial nos dias de hoje não é um exagero. O país, de fato, é um manancial rico em alternativas de produção das mais variadas fontes. A oferta de matéria-prima e a capacidade de produção em larga escala é exemplo para diversos países.



A boa notícia é que a matriz energética brasileira continuará a ser exemplo para o mundo nos próximos anos. Ela, que hoje já possui forte participação das fontes renováveis de energia (hidráulica, eólica, etanol, biomassa, entre outras), ainda contará com uma predominância dessas fontes dentro de um prazo de dez anos.

Figura 11. Evolução da oferta interna de energia



Fonte: EPE (PDE 2020)

De acordo com o planejamento energético brasileiro de médio prazo, a hidroeletricidade sofrerá uma leve queda da participação, assim como a lenha e o carvão vegetal. Por outro lado, fontes como a energia eólica e os derivados da cana-de-açúcar, em especial o etanol, ganharão participação na matriz, substituindo gradativamente a gasolina.

Assim, apesar da previsão de aumento da produção de petróleo, estima-se uma diminuição da sua fatia na composição da matriz, uma vez que a maior parte da oferta adicional seria voltada para o mercado externo (exportação).

Dessa forma, podemos concluir que o Brasil manterá limpa a sua matriz ao mesmo tempo em que se tornará um grande exportador de petróleo. Nessas condições, estão reunidos os ingredientes essenciais para que o Brasil se torne uma potência ambiental e energética do século XXI.



2. AS PERSPECTIVAS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL

Rui Guilherme Altieri Silva

Superintendente de Regulação dos Serviços de Geração – SRG da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel)

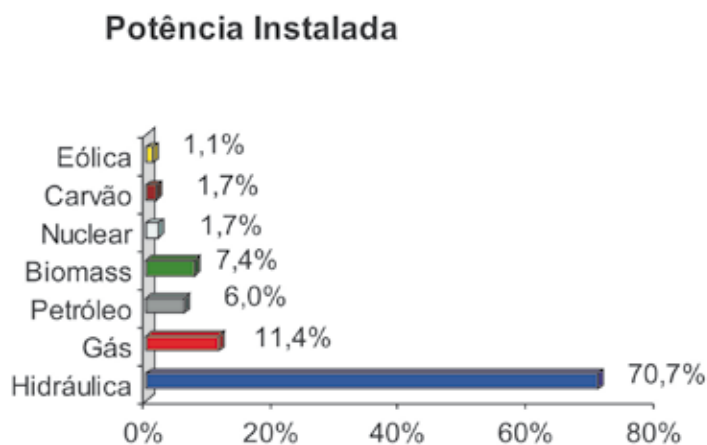
Marco Aurélio Lenzi Castro

Mestre em Engenharia Elétrica, atua como especialista em Regulação da Aneel

1. INTRODUÇÃO

A matriz elétrica brasileira é fortemente baseada em fontes renováveis de energia, especialmente devido à grande disponibilidade de recursos hídricos. A Figura 1 ilustra todas as fontes utilizadas no país, em termos de potência instalada, considerando apenas a parte brasileira da usina de Itaipu.

Figura 1: Matriz Elétrica Brasileira





Conforme demonstrado na figura, a base da matriz elétrica nacional é hidráulica, sendo que a participação das fontes eólica e biomassa vêm aumentando gradativamente e, para os próximos anos, espera-se maior destaque para essas fontes, em função dos leilões de energia já realizados, dos incentivos à livre comercialização de energia gerada por fontes renováveis, da possibilidade de se aumentar o número de consumidores livres e do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa).

Com relação à fonte eólica, em novembro de 2011 havia 63 usinas em operação (1,2 GW), 34 em construção (930 MW) e 132 já autorizadas (4,1 GW), mas que ainda não iniciaram a implantação. No entanto, a fonte solar fotovoltaica apresenta apenas 6 pequenos empreendimentos em operação (1 MW). Contudo, sabe-se que há outros pequenos sistemas fotovoltaicos instalados principalmente em universidades, mas que ainda não foram regularizados junto à Agência.

2. CONCEITO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Pode-se conceituar geração distribuída como aquela localizada próxima aos centros de carga, conectada ao sistema de distribuição ou do lado do consumidor de pequeno porte e não despachada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). No entanto, há mais de um conceito de geração distribuída (GD) no meio acadêmico e, a princípio, também não se podem excluir os pequenos geradores que utilizam combustíveis fósseis desse conceito mais amplo.

Há vários tipos e tecnologias empregados na geração distribuída a partir de fontes renováveis de energia, entre os quais se podem citar:

- Pequena Central Hidrelétrica – PCH;
- Central Geradora Hidrelétrica – CGH;
- Biomassa;
- Eólica;
- Solar Fotovoltaico; e
- Resíduos Urbanos.



De forma geral, a presença de pequenos geradores próximos às cargas pode proporcionar diversos benefícios para o sistema elétrico, entre os quais se destacam:

- A postergação de investimentos em expansão nos sistemas de distribuição e transmissão;
- O baixo impacto ambiental;
- O menor tempo de implantação;
- A redução no carregamento das redes;
- A redução de perdas;
- A melhoria do nível de tensão da rede no período de carga pesada;
- O provimento de serviços ancilares, como a geração de energia reativa; e
- A diversificação da matriz energética.

Por outro lado, há algumas desvantagens associadas ao aumento da quantidade de pequenos geradores espalhados na rede de distribuição:

- Aumento da complexidade de operação da rede de distribuição, que passará a ter fluxo bidirecional de energia;
- Necessidade de alteração dos procedimentos das distribuidoras para operar, controlar e proteger suas redes;
- Aumento da dificuldade para controlar o nível de tensão da rede no período de carga leve;
- Alteração dos níveis de curto-circuito das redes;
- Aumento da distorção harmônica na rede;
- Intermitência da geração, devido à dificuldade de previsão de disponibilidade da fonte (radiação solar, vento, água, biogás), assim como alta taxa de falhas dos equipamentos;
- Alto custo de implantação; e
- Tempo de retorno elevado para o investimento.



As Figuras 2 a 4¹ ilustram exemplos de implantação de geração distribuída de pequeno porte na Europa e no Brasil.

Figura 2: Solar – Alemanha



Figura 3: Eólica – Santa Catarina



Figura 4: Biogás – Paraná



3. GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO MUNDO

- A geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis é uma tendência em diversos países, em especial, na Europa, Estados Unidos e Austrália. Dentre os motivos que levaram à adoção de políticas públicas arrojadas nesses países, podem-se destacar: Diversificação da matriz energética;
- Redução da dependência de importação de combustíveis fósseis para usinas térmicas, minimizando o risco de variações abruptas no preço do insumo energético;
- Comprometimento internacional de adotar medidas para combater o aquecimento global, por meio da assinatura do Protocolo de Kyoto e outros tratados internacionais;
- Cumprimento de metas de redução na emissão de gases de efeito estufa;

¹ A fonte de onde foram obtidas as Figuras de 2 a 4: Nota Técnica nº 0025/2011-SRD-SRC-SRG-SCG-SEM-SER-SPE/ANEEL, de 20-6-2011.



- Liderança no desenvolvimento de tecnologia para produção eficiente de energia elétrica a partir de fontes eólica, solar, biomassa, maré motriz, geotérmica e outras.

Para tanto, cada país adotou estratégias distintas para incentivar a instalação de geração distribuída a partir de fontes renováveis, instaladas em tensões de distribuição. Os principais mecanismos utilizados foram:

- Criação de uma tarifa especial (*Feed-in*) para cada tipo de fonte;
- Adoção do sistema de medição líquida da energia injetada na rede de distribuição, descontado o consumo, e utilização desse crédito no abatimento da fatura nos meses posteriores (*Net Metering*);
- Estabelecimento de quotas de energia, por fonte, que devem ser compradas compulsoriamente pelas distribuidoras.

A Tabela 1 ilustra a aplicação dos principais mecanismos de incentivo utilizados em diversos países.

Tabela 1: Incentivos para a geração distribuída

País	<i>Feed in tariff</i>	Quota	<i>Net Metering</i>	Certificados/ Energia Renovável	Investimento público/ Financiamentos	Leilões Públicos de Energia
Alemanha	x		x		x	
Austrália	x	x		x	x	
Brasil					x	x
Canadá	**	**	x		x	x
China	x	x			x	x
Dinamarca	x		x	x	x	x
Espanha	x			x	x	
Estados Unidos	**	**	**	**	**	**
Itália	x	x	x	x	x	
Japão	x	x	x	x	x	
Portugal	x					x
Reino Unido	x	x		x	x	

** Nem todos estados/províncias desse país adotaram esse sistema.

Fonte: Renewables 2010 – Global Status Report

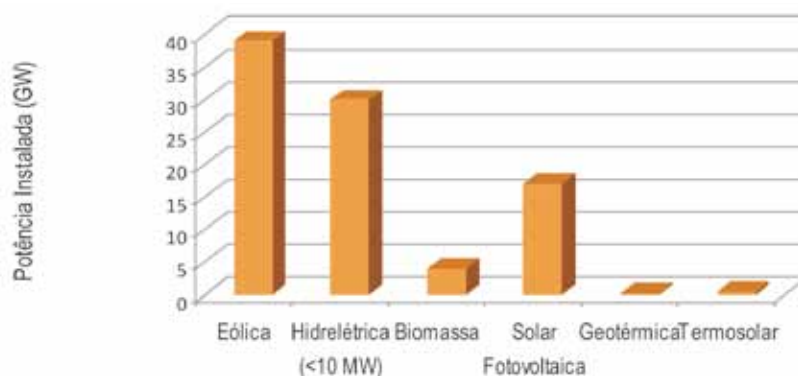


Nos Estados Unidos, o *Net Metering* é adotado em 44 estados, sendo que dezenove oferecem financiamento público, trinta têm programas estruturados para fontes renováveis e 27 oferecem reduções em impostos.

3.1 Principais resultados alcançados no mundo

A Figura 5 apresenta a capacidade adicionada em 2010 das fontes eólica, de biomassa, solar, hídrica de pequeno porte (< 10 MW), geotérmica e termossolar no mundo

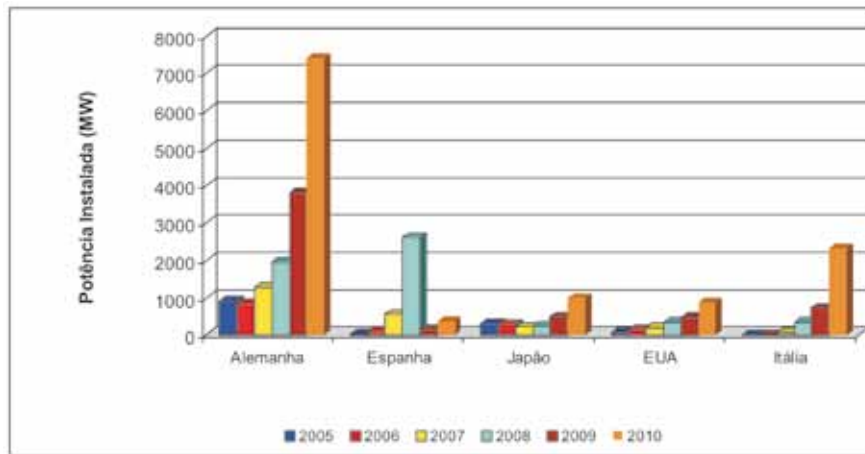
Figura 5: Incremento de Geração Distribuída em 2010



Fonte: Renewables 2011 – Global Status Report

Conforme ilustrado na figura, a fonte eólica apresentou a maior inserção no mercado de geração distribuída em 2010, com aproximadamente 39 GW. Na sequência, destacaram-se as fontes hídrica, com 30 GW, e solar fotovoltaica, conectada na rede com 17 GW.

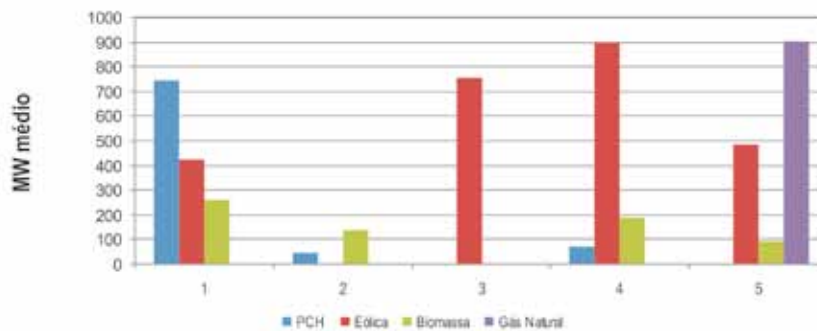
A Figura 6 ilustra a evolução da adição de potência instalada da fonte solar fotovoltaica conectada à rede entre 2005 e 2010. Percebe-se claramente a liderança da Alemanha na inserção dessa fonte, assim como o declínio da Espanha, em função da redução dos subsídios praticados naquele país.

Figura 6: Adição Anual de Geração Solar Fotovoltaica

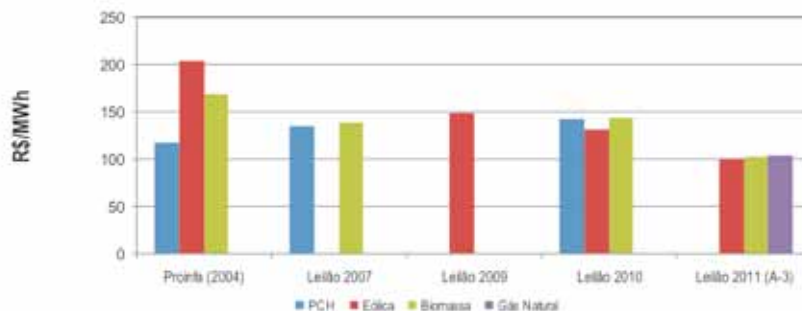
Fonte: Renewables 2011 – Global Status Report

3.2 Principais resultados alcançados no Brasil

As Figuras 7 e 8 ilustram os principais resultados do Proinfa, dos leilões exclusivos de fontes alternativas e do Leilão de Energia Nova de 2011 (A-3), realizados até novembro de 2011. Os preços não foram atualizados e representam os valores praticados na época.

Figura 7: Energia contratada

Fonte: Renewables 2011 – Global Status Report


Figura 8: Valor médio da energia


Conforme ilustrado nas Figuras 7 e 8, a fonte que apresentou os melhores resultados foi a eólica, comercializando cerca de 1600 MW médios de energia em 2010 e 484 MW médios em 2011, com preços médios de venda inferiores à PCH e biomassa. Destaca-se o forte retorno das usinas a gás natural em 2011, com preços competitivos e grande volume de energia ofertada.

Com relação às Chamadas Públicas² realizadas pelas distribuidoras para a contratação de geração distribuída, entre jan/06 e mai/11, apenas nove empresas fizeram uso desse expediente para contratar energia. A Tabela 2 apresenta os montantes de energia e a quantidade de empreendedores contratados, por fonte, desconsiderando os contratos realizados entre partes relacionadas (quando a usina pertence ao mesmo grupo econômico da distribuidora).

Tabela 2: Chamadas Públicas para Geração Distribuída (até maio/2011)

	Hidráulica (PCH/CGH)	Bagaço	Biogás	Total
Nº Contratos GD	18	5	6	29
Energia (MW médio)	89,03	8,11	0,5	97,64

Fonte: Aneel

Assim, com base na Tabela 2, pode-se verificar que poucas distribuidoras optaram por contratar energia por meio de chamada pública e, conseqüentemente, o número de empreendimentos de GD alcançados

² Nos termos do art. 15 do Decreto nº 5.163/2004.



por esse instrumento também foi muito reduzido, indicando que esse modelo precisa ser aperfeiçoado, já que parece não ser suficientemente atraente para os pequenos geradores e para as distribuidoras.

4. AMBIENTE REGULATÓRIO

O objetivo deste item é apresentar os principais instrumentos legais e regulatórios que tratam dos incentivos existentes, das condições para contratação da energia produzida e dos requisitos mínimos para a conexão de geração distribuída nas redes pertencentes às distribuidoras.

O art. 26, §1º da Lei nº 9.427, de 26/12/1996, com redação dada pela Lei 11.488, de 15/06/2007, estabeleceu a competência da Aneel para definir o percentual de desconto nas tarifas de uso dos sistemas de distribuição e transmissão, não inferior a 50%, para os empreendimentos classificados como pequena central hidrelétrica – PCH (potência instalada maior que 1 MW e menor ou igual a 30 MW) e aqueles de fonte hídrica com potência igual ou inferior a 1 MW, assim como para as centrais geradoras com base em fontes solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada, cuja potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja menor ou igual a 30 MW, incidindo na produção e no consumo da energia comercializada pelos aproveitamentos.

Segundo o § 5º do art. 26 da referida lei, com redação dada pela Lei nº 10.438, de 26/04/2002, os empreendimentos citados no parágrafo anterior, exceto cogeração qualificada, poderão comercializar energia elétrica com consumidor ou conjunto de consumidores reunidos por comunhão de interesses de fato ou direito, cuja carga seja maior ou igual a 500 kW, observada a regulamentação da Aneel.

O art. 3º da Lei nº 10.438, de 2002, com redação alterada pela Lei nº 10.762, de 11/11/2003, instituiu o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), com o objetivo de aumentar a participação da energia elétrica produzida por empreendimentos com base em fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa.

A Lei nº 10.848, de 15/03/2004, determinou que as distribuidoras pertencentes ao Sistema Interligado Nacional (SIN) deverão garantir o atendimento à totalidade de seu mercado. Para tanto, a energia deve



ser adquirida, dentre outras hipóteses, por meio de leilões promovidos pela Aneel, proveniente de usinas novas e existentes, assim como de fontes alternativas.

Adicionalmente, o art. 2º, §8º, permite que a distribuidora adquira parte da energia de empreendimentos caracterizados como geração distribuída, observados os limites de contratação e repasse às tarifas dos consumidores, e também das usinas inseridas no Proinfa.

O Decreto nº 5.163, de 30/07/2004, que regulamentou a Lei nº 10.848, de 2004, estabeleceu em seu art. 15 que a contratação de energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração distribuída será precedida de chamada pública promovida diretamente pela distribuidora, e limitou o montante contratado em 10% da carga da empresa.

O art. 34 do decreto regulamentou o Valor Anual de Referência (VR), que é limite de repasse para as tarifas dos consumidores finais da energia adquirida pela distribuidora nas chamadas públicas. A Aneel publica os valores anuais do VR, calculados com base nos resultados dos leilões de energia A-3 e A-5 realizados, ponderando os preços obtidos e os montantes contratados em cada leilão.

A Tabela 3 apresenta os valores publicados para os anos 2008 a 2012.

Tabela 3: Valores de Referência publicados pela Aneel

	2008	2009	2010	2011
Valor de Referência (R\$/MWh)	139,44	145,77	145,41	151,20

Por seu turno, a Aneel já editou diversas resoluções que tratam de geração distribuída. A Resolução Normativa nº 77, de 18/08/2004, estabeleceu os descontos nas tarifas de uso dos sistemas de transmissão – TUST e TUSD para empreendimentos hidrelétricos com potência igual ou inferior a 1 MW, para aqueles caracterizados como pequena central hidrelétrica – PCH (maior que 1MW e menor ou igual a 30 MW) e para aqueles com base em fontes solar, eólica, de biomassa ou co-geração qualificada, cuja potência injetada seja menor ou igual a 30 MW, incidindo na produção e no consumo da energia comercializada pelos aproveitamentos.



Segundo a resolução, a regra geral é o desconto de 50% na tarifa de uso para os empreendimentos listados no parágrafo anterior. No entanto, o art. 3º estabelece as condições para a concessão do desconto de 100% nas tarifas de uso, dentre as quais destaca-se a seguinte:

- Empreendimentos que utilizem como insumo energético, no mínimo, 50% de biomassa composta de resíduos sólidos urbanos e/ou de biogás de aterro sanitário ou biodigestores de resíduos vegetais ou animais, assim como lodos de estações de tratamento de esgoto.

A Resolução Normativa nº 390, de 15/12/2009, dispõe sobre os requisitos necessários à outorga de autorização para exploração e alteração da capacidade instalada de usinas termelétricas e de outras fontes alternativas de energia, os procedimentos para registro de centrais geradoras com capacidade instalada reduzida.

Para a autorização e registro de usinas eólicas, aplica-se a Resolução Normativa nº 391, de 15/12/2009. Com relação às pequenas usinas hidráulicas, aplica-se a Resolução nº 395, de 4/12/1998.

A Resolução Normativa nº 395, de 15/12/2009, aprovou os Procedimentos de Distribuição – PRODIST, que contemplam, dentre outros, os Módulos 3 (Acesso ao Sistema de Distribuição) e 5 (Medição).

4.1.1 Incentivos para geração distribuída

Com base em toda a legislação apresentada, podem-se destacar os seguintes incentivos para a instalação de geração distribuída que utilizem fontes hídrica, solar, de biomassa ou co-geração qualificada, com injeção de até 30 MW na rede de distribuição:

- Desconto mínimo de 50% na tarifa de uso do sistema de distribuição, aplicável na produção e no consumo;
- Possibilidade de venda de energia para consumidores livres e especiais;
- As PCH e CGH estão dispensadas de pagar compensação financeira aos municípios atingidos pelo reservatório da usina;



- As PCH e CGH podem aderir ao Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), para redução dos riscos hidrológicos dentro do sistema interligado;
- Isenção de pagamento anual de 1% da sua receita operacional líquida em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico;
- Possibilidade de vender energia nos leilões específicos para fontes alternativas, promovidos pelo Ministério de Minas e Energia (MME) e organizados pela Aneel;
- Possibilidade de vender energia diretamente à distribuidora por meio de Chamada Pública;
- Venda de energia dentro da cota, preços e condições de financiamentos estabelecidos no Proinfa; e
- As centrais geradoras com registro possuem procedimento de acesso simplificado, necessitando apenas das etapas de solicitação de acesso e parecer de acesso, o que agiliza o processo.

Além dos incentivos já listados anteriormente, existe a possibilidade de os empreendimentos de geração distribuída, que utilizam fontes renováveis de energia, obterem renda adicional por meio da venda de créditos de carbono a empresas estrangeiras, dentro das regras estabelecidas no Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL), criado pelo Protocolo de Kyoto.

Regulamentação da geração distribuída de pequeno porte

Consulta Pública nº15/2010

Com o objetivo de mapear as barreiras regulatórias existentes para a conexão de geração distribuída de pequeno porte na rede de distribuição, a Aneel realizou a Consulta Pública nº 15/2010, no período de 10/9 a 9/11/2010, onde foi disponibilizada a Nota Técnica nº 0043/2010-SRD/ANEEL com 33 questões divididas em seis temas principais, a saber: *a)* caracterização dos empreendimentos; *b)* conexão à rede; *c)* regulação; *d)* comercialização de energia; *e)* propostas; e *f)* questões gerais.



O objetivo da Consulta Pública foi alcançado, já que as 577 contribuições recebidas de 39 agentes permitiram o mapeamento das principais barreiras para a instalação da geração distribuída de pequeno porte.

A principal barreira regulatória apontada foi a falta de regulamentos específicos para geração distribuída, com tratamento de questões sobre conexão, medição, contratação de energia, cálculo de garantia física e lastro para fontes intermitentes.

4.2 Audiência Pública nº 42/2011

Com base nas contribuições recebidas na Consulta Pública nº 15/2010, a Aneel abriu a Audiência Pública nº 42/2011, realizada no período de 8/8 a 14/10/11, com seção presencial no dia 6/10 na sede da Aneel, disponibilizando minutas de resolução e de nova seção do Módulo 3 do PRODIST para tratar do acesso e do arranjo regulatório para exportar energia para a rede de distribuição.

Foram recebidas quatrocentas contribuições de 51 diferentes agentes, incluindo distribuidoras, geradoras, universidades, fabricantes, associações, consultores, estudantes, político e demais interessados no tema.

4.2.1 Principais Propostas da AP nº 42/2011

4.2.1.1 Conceitos

Tendo em vista as normas internacionais, trabalhos acadêmicos e também as contribuições recebidas na Consulta Pública nº 15/2010, foram propostas as seguintes definições para serem utilizadas nos regulamentos da Agência:

- **Microgeração Distribuída:** central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 100 kW, que utilize fontes com base em energia solar, eólica, de biomassa e cogeração qualificada, nos termos de regulamentação específica, conectada na rede de baixa tensão da distribuidora através de instalações de consumidores, podendo operar em paralelo ou de forma isolada, não despachada pelo ONS.

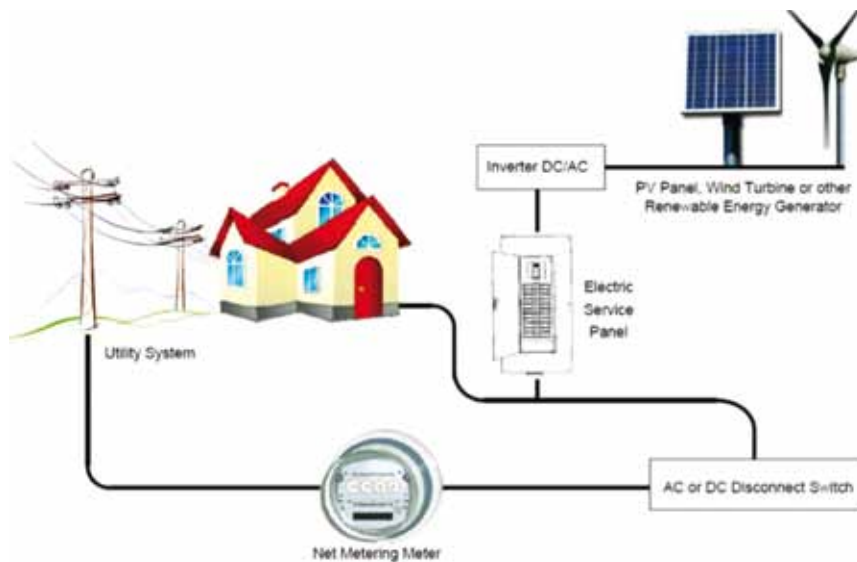


- **Minigeração Distribuída:** central geradora de energia elétrica, com potência instalada maior que 100 kW e menor ou igual a 1 MW, que utilize fontes com base em energia solar, eólica, de biomassa e co-geração qualificada, nos termos de regulamentação específica, conectada diretamente na rede da distribuidora, em qualquer tensão, ou através de instalações de consumidores, podendo operar em paralelo ou de forma isolada, não despachada pelo ONS.

4.2.1.2 Sistema de Compensação de Energia

Conforme ilustrado na Figura 9, o Sistema de Compensação de Energia, internacionalmente conhecido como *Net Metering*, consiste na medição do fluxo de energia em uma unidade consumidora dotada de pequena geração, por meio de um único medidor, que deverá ser bidirecional.

Figura 9: Diagrama esquemático do sistema de compensação de energia



Fonte: Aneel

Dessa forma, se em um período de faturamento a energia gerada for maior que a consumida, o consumidor receberia um crédito em energia (isto é, em kWh e não em unidades monetárias) na fatura seguinte. Caso contrário, o consumidor pagaria apenas a diferença entre a energia consumida e a gerada.

É importante destacar que este sistema é adotado em diversos países, tais como: Canadá, Dinamarca, Itália, Japão e em 44 estados americanos.

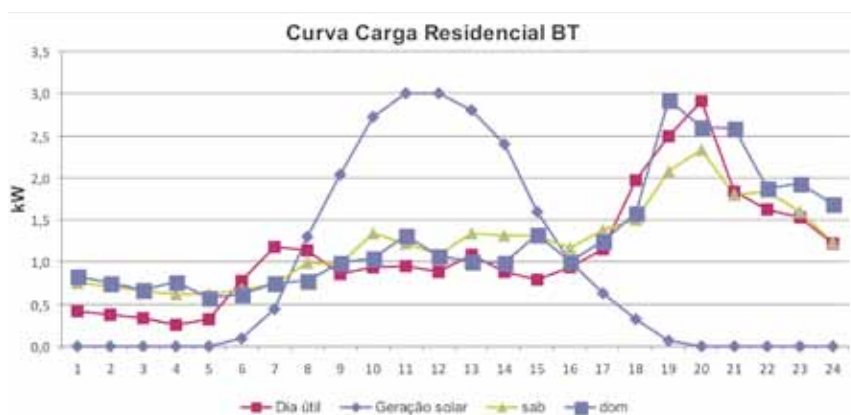
De forma geral, as contribuições apresentadas na Consulta Pública nº 15/2010 convergem para a opinião de que há viabilidade operacional para as distribuidoras realizarem a medição e contabilização das energias injetadas e consumidas pelos consumidores com geração instalada.

Pode-se considerar o Sistema de Compensação de Energia como uma ação de eficiência energética, pois haverá redução de consumo e do carregamento dos alimentadores em regiões com densidade alta de carga, com redução de perdas e, em alguns casos, postergação de investimentos na expansão do sistema de distribuição.

Convém ressaltar que o Sistema de Compensação de Energia promove apenas a troca de kWh entre o consumidor com geração distribuída e a distribuidora, não envolvendo a circulação de dinheiro. Eventuais saldos positivos de geração em um mês seriam utilizados para abater o consumo nos meses seguintes.

A Figura 10 ilustra a curva de carga típica de um consumidor residencial (baixa tensão) que possui geração solar fotovoltaica em suas instalações, demonstrando a oportunidade de adoção do Sistema de Compensação de Energia.

Figura 10: Curva de carga consumidor em baixa tensão



Fonte: Aneel



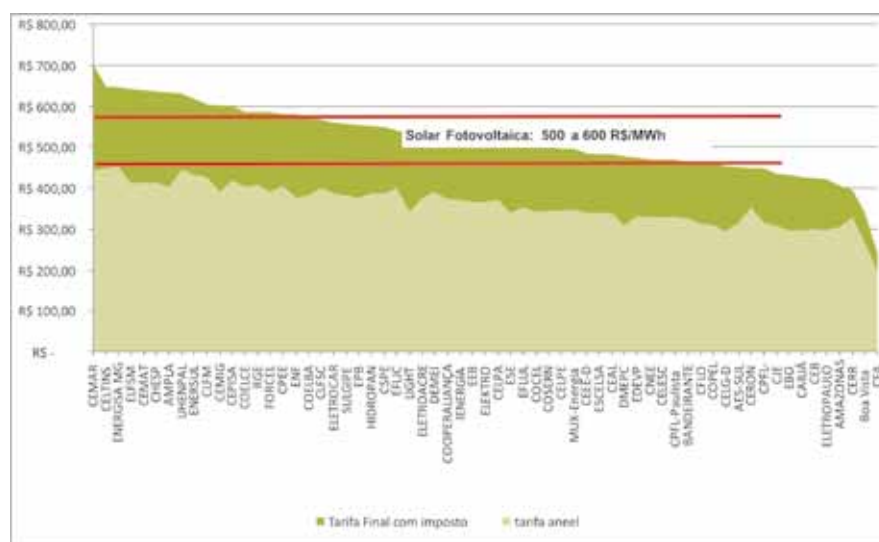
Para o exemplo da Figura 10, a troca de energia entre a unidade consumidora do Grupo B e a distribuidora ocorreria todos os dias da semana, entre 8h e 16h.

Para consumidor com tarifa horossazonal, a energia gerada deverá abater o consumo no mesmo posto horário. Se houver excedente, a geração será valorada segundo a relação entre as tarifas de energia (ponta e fora de ponta) e utilizada para compensar o consumo no outro posto tarifário.

Os montantes de energia gerada que não tenham sido compensados na própria unidade consumidora podem ser utilizados para compensar o consumo de outras unidades previamente cadastradas para esse fim, atendidas pela mesma distribuidora, cujo titular seja o mesmo da unidade com sistema de compensação de energia.

Em termos econômicos, a instalação de pequenos geradores poderia ser de interesse do consumidor nas áreas de concessão onde os valores das tarifas de fornecimento da classe residencial encontram-se em patamares próximos aos valores típicos da energia produzida por fontes de geração distribuída, após a inserção dos impostos (ICMS, PIS e COFINS), conforme ilustrado na figura que se segue.

Figura 11: Tarifa final do consumidor residencial com impostos



Obs.: Atualizado em nov/2011.

Fonte: Aneel



Com base na Figura 11, verifica-se que há onze distribuidoras com tarifas finais (após impostos) acima de 600 R\$/MWh, e 24 com valores entre 500 e 600 R\$/MWh, envolvendo estados como Minas Gerais, Maranhão, Tocantins, Ceará, Piauí, parte do Rio de Janeiro, Mato Grosso e interior de São Paulo, por exemplo. Tais valores viabilizariam o uso da geração solar fotovoltaica, que é a mais cara, estimada entre 500 e 600 R\$/MWh, com a adoção do Sistema de Compensação de Energia.

Deve-se destacar que a diferença entre as duas curvas apresentadas na figura refere-se à aplicação dos impostos e tributos federais e estaduais, elevando o valor da tarifa publicada pela Aneel em aproximadamente 30%.

4.2.1.3 Acesso à rede de distribuição

As propostas a seguir visam a reduzir as barreiras para o acesso de micro e minigeradores distribuídos à rede de distribuição:

- Elaboração de seção específica no Módulo 3 (Acesso) do PRODIST para geração distribuída;
- Dispensar a celebração dos Contratos de Uso e de Conexão ao Sistema de Distribuição (CUSD e CCD) para as centrais que participem do Sistema de Compensação de Energia, bastando firmar um Acordo Operativo;
- Atribuir à distribuidora a responsabilidade de realizar todos os estudos para a integração de micro e minigeração distribuída, sem ônus para o acessante;
- Definição dos requisitos mínimos e, em alguns casos máximos, para o sistema de proteção das usinas, divididos por porte da usina e nível de tensão de conexão; e
- As distribuidoras deverão elaborar ou revisar normas técnicas para tratar do acesso de micro e minigeração distribuída, utilizando como referência o PRODIST, as normas técnicas brasileiras e, de forma complementar, as normas internacionais.



4.2.1.4 Propostas para Fonte Solar

A Figura 12 apresenta o mapa de radiação solar do Brasil, demonstrando o potencial brasileiro para geração de energia elétrica a partir do uso do sol como fonte primária.

Figura 12: Mapa de radiação solar



Fonte: Atlas de Energia Elétrica do Brasil, Aneel, 2. ed. , 2005

Tendo em vista o fato de o custo da geração solar ainda ser elevado, o que resulta em desvantagem competitiva diante das demais fontes renováveis de energia, e considerando-se também o enorme potencial brasileiro e a competência da Aneel dada pelo art. 26, § 1º da Lei nº 9.427, de 1996, para estabelecer o desconto nas tarifas de transporte de energia, propõe-se:

- Elevação dos descontos na TUSD/TUST para geração solar para 80%, aplicável nos dez primeiros anos de operação da usina.



- Após esse prazo, o desconto seria reduzido para 50% (valor atual).

5. CONCLUSÃO

A geração de energia a partir de fontes alternativas de energia é uma tendência e necessidade em diversos países do mundo, em especial os Estados Unidos, os países membros da União Europeia, Austrália, China e Japão.

No Brasil há vários incentivos para as Pequenas Centrais Hidrelétricas, Centrais Eólicas e para a base de Biomassa que injetam até 30 MW de potência nas redes de distribuição e transmissão. Os leilões de energia já realizados proporcionaram a expansão dessas fontes, especialmente a eólica, a preços módicos para o consumidor.

No entanto, a geração distribuída de pequeno porte, com potência instalada menor ou igual a 1 MW, que está conectada na rede de distribuição (inclusive em baixa tensão), enfrenta barreiras técnicas, regulatórias e legais para conexão e comercialização da energia, assim como dificuldades para viabilizar economicamente os projetos.

A Audiência Pública nº 42/2011 apresentou propostas para reduzir as barreiras para o acesso de centrais geradoras até 1 MW, que utilizem fontes incentivadas de energia (hídrica, eólica, de biomassa e solar), assim como para a fonte solar até 30 MW.

Por fim, deve-se ressaltar que após a análise das contribuições recebidas na referida audiência e deliberação pela diretoria da Aneel, a versão final do regulamento pode ser diferente das propostas apresentadas neste artigo.



3. OS MICROAPROVEITAMENTOS HIDRÁULICOS E A GERAÇÃO DESCENTRALIZADA

Augusto Nelson Carvalho Viana

Professor da Engenharia Hídrica do Instituto de Recursos Naturais da Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI) e coordenador do Grupo de Energia

Fabiana Gama Viana

Mestre em Planejamento Energético, trabalha no Núcleo Interdisciplinar de Planejamento Energético (NIPE) da Unicamp

1. INTRODUÇÃO

O acesso aos serviços públicos, nestes incluída a energia elétrica, é imprescindível para o desenvolvimento individual e da sociedade, afirma Fugimoto (2005). Os serviços públicos, completa Martinez (apud GOMES & RIBEIRO, 2005), representam a construção social que confere ao cidadão a condição de direitos fundamentais e universais, sem os quais as pessoas estariam seriamente limitadas para desenvolver suas capacidades, exercer seus direitos ou equiparar oportunidades.

A eletrificação rural sempre foi um grande desafio para o setor elétrico brasileiro. A universalização dos serviços de energia elétrica teve importância marginal no início da reestruturação do setor na década de 1990, e a expansão da eletrificação rural entrou tardiamente na pauta de discussões dos tomadores de decisão. Segundo dados do Censo de 2000, dois milhões de famílias do meio rural viviam sem energia elétrica, sendo que 90% delas contavam com renda inferior a três salários mínimos e estavam, em sua grande maioria, nos locais com menor Índice de Desenvolvimento Humano.



Recentemente, o programa federal de eletrificação rural Luz Para Todos, criado em 2003, alcançou sua meta inicial de atender 10 milhões de pessoas sem acesso à energia elétrica. Praticamente todas essas novas ligações foram realizadas através da extensão da rede de eletricidade.¹

Segundo dados do Ministério de Minas e Energia (MME), até outubro de 2011, o Luz Para Todos contabilizou o atendimento a 14,3 milhões de pessoas no meio rural, sendo que, em 2012, deverão ocorrer 500 mil novas ligações (Figura 1). Além disso, verificou-se que, com a chegada da energia elétrica nessas localidades, aumentou-se o número de televisores e geladeiras, o que movimentou também a economia local.

Mesmo com o sucesso inicial do programa, há ainda domicílios que não possuem infraestrutura para receber energia elétrica. Considerando-se a meta inicial (2 milhões de ligações) e as novas metas (mais 1 milhão de ligações), aponta o Ministério de Minas e Energia, 85% do programa foram cumpridos. A grande maioria está localizada em áreas rurais distantes da rede de distribuição e com acesso precário, como ocorre em comunidades isoladas na Amazônia ou naquelas com restrições legais, que impedem a extensão da rede convencional, como no caso das reservas legais.

Figura 1 – Beneficiados pelo Programa Luz Para Todos até outubro/2011



Fonte: MME, 2011

¹ O Programa Luz para Todos contempla o atendimento das demandas no meio rural através da extensão de rede, dos sistemas de geração descentralizada com redes isoladas e de sistemas de geração individuais.



O desafio atual da universalização no Brasil é buscar soluções tecnológicas, institucionais e regulatórias que possam atender essa realidade. Os sistemas descentralizados ou autônomos de geração de energia elétrica possuem papel importante a desempenhar nesse sentido, sendo, muitas vezes, uma opção mais barata em comparação à extensão da rede.

Os pequenos aproveitamentos hidroenergéticos são uma tecnologia a ser adotada. Entretanto, a falta de uma regulamentação específica e de uma política de governo acabam impedindo e dificultando a implantação desses empreendimentos nas comunidades isoladas com potencial para isso. Ainda assim, quando há regulamentação voltada para as fontes renováveis alternativas, os pequenos empreendimentos hidroenergéticos acabam ficando de fora, como foi o caso das resoluções Aneel nº 390 e nº 391, voltadas para as usinas eólicas e termelétricas.

Neste trabalho serão apresentados a situação dos equipamentos para PCHs, incluindo as Centrais Hidráulicas de Geração (CGHs), as turbinas não convencionais de baixo custo Michell-Banki e Bombas Funcionando como Turbinas, e dois estudos de caso de geração descentralizadas.

2. EQUIPAMENTOS PARA PCHS

A Pequena Central Hidrelétrica (PCH) de acordo com a Lei nº 9.648, de 1998, da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) é classificada de acordo com sua potência, que pode ser até 30 MW, com limite inferior de 1 MW. As usinas menores que 1 MW são classificadas como Centrais Geradoras Hidráulicas (CGHs). Os aproveitamentos hidroenergéticos menores que 100 kW são encontrados no meio rural ou em locais isolados onde existe um córrego e uma queda d'água. Nestes locais podem ser instalados geradores acionados por turbinas hidráulicas em substituição aos geradores a diesel encontrados em operação.

Os equipamentos para PCHs e CGHs são principalmente compostos de:

- grades e limpa-grades;
- comportas de vários tipos com seus sistemas de movimentação e sustentação;



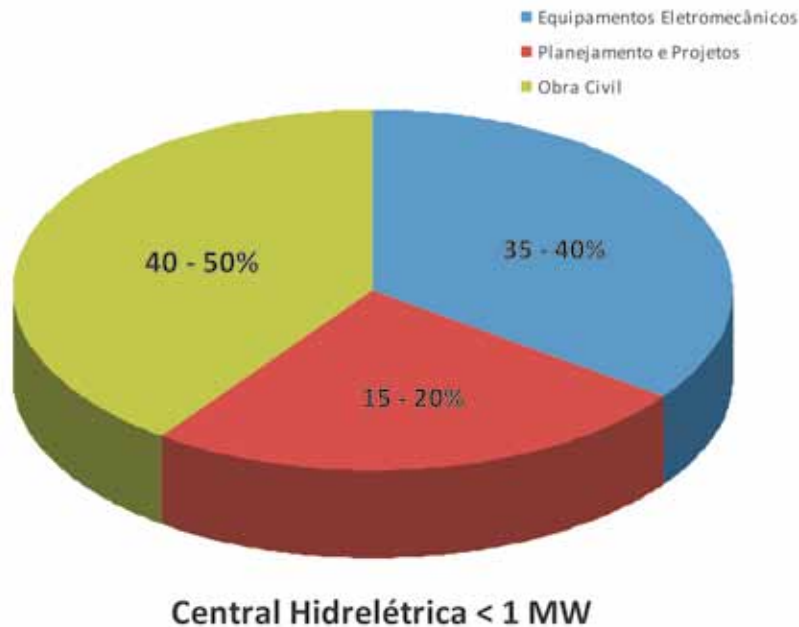
- válvulas com sistemas de abertura e fechamento;
- tubulações, juntas de dilatação, acessórios de tubulações, portas de inspeção e aeradores;
- cavaletes, talhas, pontes rolantes mecânicas e automatizadas;
- turbinas, volantes e reguladores;
- alternadores, quadro de comando e proteção;
- transformadores, subestações, linhas de transmissão e seus componentes;
- sistemas de comunicação.

No caso das PCH, o Brasil é muito bem atendido por empresas multinacionais e nacionais. A fabricação no Brasil de componentes mecânicos, elétricos e eletrônicos é completa, seja por multinacionais e/ou indústrias genuinamente brasileiras. No que se refere aos componentes do grupo gerador (turbinas, geradores e reguladores de velocidades), em princípio as multinacionais importam o projeto e alguns componentes, enquanto que as nacionais realizam todo o ciclo com seus próprios recursos.

Em função da pouca utilização de equipamentos para centrais menores que 100 kW existem poucos fabricantes nacionais, mas eles atendem satisfatoriamente o mercado. Entretanto, principalmente no caso das turbinas e geradores de alguns fabricantes os rendimentos têm se mostrado muito baixos.

No caso específico deste tipo de central, os equipamentos eletromecânicos representam em determinados casos até 40% do custo global, como indicado na Figura 2. Isto mostra a importância de se melhorar a eficiência do maquinário, mesmo se tratando de potências inferiores a 100 kW. Para ocorrer uma expansão desse tipo de fabricante, incentivos do governo deverão existir e haverá naturalmente uma regionalização dessas centrais, de modo a satisfazer as necessidades, o que implicará no estabelecimento de um sistema de supervisão em níveis municipal e estadual, os quais ainda inexistem, apesar de serem imprescindíveis.

Figura 2 – Parcelas de custos de centrais de pequeno porte



Fonte: Elaboração própria, adaptado de Chapallaz et al. (1992)

No caso de centrais com potências inferiores a 100 kW existem alguns fabricantes nacionais comercializando, a um baixo custo, reguladores eletrônicos de carga que têm a função de manter o grupo gerador com frequência constante.

3. TURBINAS HIDRÁULICAS NÃO CONVENCIONAIS

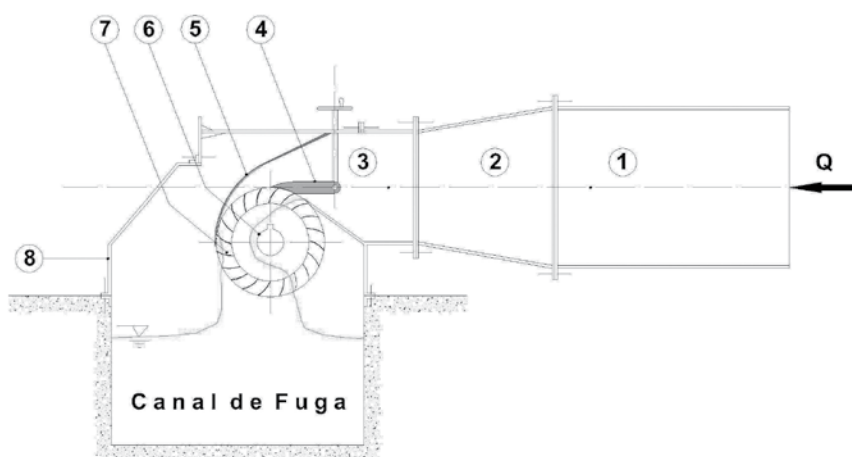
Para se ter um custo baixo do equipamento em centrais abaixo de 100 kW, principalmente o conjunto gerador, em substituição às turbinas convencionais Pelton, Francis e Kaplan, o Grupo de Energia da Universidade Federal de Itajubá (GEN-UNIFEI) vem desenvolvendo desde 1986 turbinas não convencionais como Michell-Banki e Bombas Funcionando como Turbina (BFT).

A turbina Michell-Banki foi inicialmente patenteada na Inglaterra, em 1903, por A.G. Michell, engenheiro australiano. Mais tarde, entre 1917 e 1919 esta máquina foi pesquisada e divulgada pelo professor húngaro Danot Banki, conforme Tiago Filho (1989). O fabricante mais antigo e respeitado no mundo inteiro, para este tipo de turbina, é a empresa alemã Ossberger Turbinenfabrik, que desde 1923 associou-se à Michell e já fabricou mais de 7 mil unidades com bons rendimentos.



O exemplo brasileiro da turbina Michell-Banki foi desenvolvido por Tiago Filho (1987) no Laboratório Hidromecânico de Pequenas Centrais Hidrelétricas da Unifei, onde foi projetado, construído e testado um modelo desta turbina genuinamente nacional. A partir daí, em um trabalho subsequente realizado pelo mesmo autor (TIAGO FILHO, 1991), melhorias foram realizadas com a turbina Michell-Banki, que atingiu rendimentos da ordem de 73%. A Figura 3 mostra a turbina Michell-Banki desenvolvida por Tiago Filho (op.cit., 1987) e suas partes principais.

Figura 3 – Modelo brasileiro desenvolvido por Tiago Filho (1987)



- | | | | |
|----------------------|-----------------------|-------------|-----------------|
| 1 – Conduto forçado | 2 – Peça de transição | 3 – Injetor | 4 – Pá diretriz |
| 5 – Tampa do injetor | 6 – Eixo do rotor | 7 – Rotor | 8 – Tampa |

Hoje no Brasil a Betta Hidroturbinas de Franca, São Paulo, fabrica turbinas Michell-Banki. Em 1984, essa empresa iniciou suas atividades no ramo de projetos, fabricação e comercialização de centrais hidrelétricas de pequeno porte, destinadas a atender principalmente o meio rural e as comunidades isoladas, distantes de grandes centros.

O campo de aplicação das turbinas Michell-Banki atende a quedas de 3 a 100 m, vazões de 0,02 a 2,0 m³/s e potências de 1 a 100 kW. Devido à simplicidade construtiva, esse tipo de turbina apresenta um custo menor em relação às convencionais Francis e Pelton. A turbina Michell-Banki é indicada para ser usada em centrais hidrelétricas de

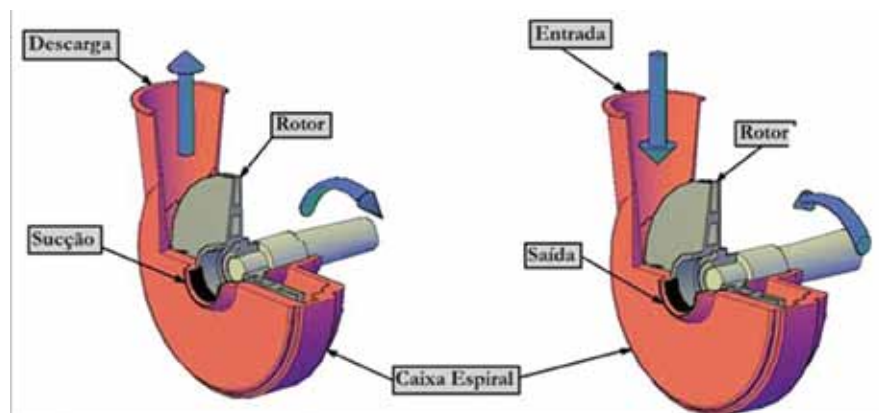
pequeno porte, mesmo sendo seu rendimento um pouco abaixo daquelas convencionais.

Outro tipo de turbina não convencional estudada no Grupo de Energia da Unifei é a bomba operando em reverso como turbina, denominada no Brasil por Bomba Operando como Turbina-BFT, conforme Viana (1987).

As bombas hidráulicas são equipamentos produzidos em série, utilizados amplamente na agricultura (irrigação), no saneamento e na indústria. Conseqüentemente, seu custo tende a ser inferior ao de uma turbina, com potências e dimensões semelhantes.

Analisando-se os aspectos construtivos e hidráulicos de bombas e turbinas, percebe-se que estes equipamentos são bastante semelhantes, desempenhando, porém, processos opostos. Bombas são máquinas geratrizes, ou seja, convertem a energia mecânica (de eixo), fornecida pelo motor, primeiramente em energia cinética (de velocidade) e, finalmente, em energia de pressão. Já uma turbina realiza o processo oposto, convertendo a energia hidráulica disponível em potência de eixo, sendo considerada uma máquina motriz, conforme mostra a Figura 4.

Figura 4 – Bomba Funcionando como Bomba e Bomba Funcionando como Turbina (BFT)



Bomba Funcionando como Bomba

Bomba Funcionando como Turbina

Motivados pelos fatores apresentados anteriormente, alguns pesquisadores passaram a estudar a utilização de bombas funcionando como turbinas (BFTs) em substituição às turbinas convencionais, principalmente em centrais hidrelétricas de pequeno porte. Essa alternativa,



apesar de ainda pouco difundida, já é conhecida há várias décadas como comprova, por exemplo, o trabalho de Viana (1987). No Brasil, os primeiros estudos sobre BFTs foram desenvolvidos por Viana (1987), na então Escola Federal de Engenharia de Itajubá (EFEI), atual Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI). As vantagens da utilização de BFTs em substituição às turbinas convencionais são, de acordo com Viana (2002):

- Vantagens econômicas: como já mencionado, bombas são mais baratas que turbinas, uma vez que seu mercado consumidor é muito amplo, ocorrendo, portanto, produção em massa, o que não acontece com turbinas;
- Disponibilidade: a disponibilidade de bombas e suas peças de reposição é muito maior do que de turbinas, principalmente em países em desenvolvimento;
- Construção: bombas são simples e robustas, não exigindo conhecimento técnico altamente qualificado para sua manutenção;
- Bombas e motores podem ser adquiridos em conjunto, formando um grupo gerador completo;
- Bombas apresentam uma ampla faixa de tamanhos e potências, atendendo aos mais diversos tipos de aproveitamento hidrelétrico;
- O tempo de entrega de bombas é infinitamente menor que o de turbinas;
- A instalação de grupos moto-bomba é mais simples que a de grupos geradores convencionais.

Grupos moto-bomba, com acoplamento direto, reduzem as perdas na transmissão de potência através de correias, por exemplo. Existem vários métodos de seleção da bomba para operar como turbina, destacando-se aqueles estudados por Viana (1987) e Chapallaz et al. (1992). Ambos desenvolvidos com base em resultados experimentais.



4. EXEMPLOS DE GERAÇÃO DESCENTRALIZADA

4.1 Comunidade de Aruã

O projeto “Cachoeira do Aruã – Um Modelo Energético Sustentável envolvendo Organizações de Base Comunitária”, *CT-ENERG/MME/CNPq-003/2003*, Número do Processo 50.4722/2003-4, foi realizado entre 2005 e 2007. O estudo foi desenvolvido na Comunidade de Aruã, no município de Santarém, Estado do Pará. O trabalho envolveu a Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI/CERPCH), a WINROCK Internacional e o Projeto Saúde Alegria (PSA). Cada instituição contribuiu com as seguintes atividades:

- Unifei/CERPCH – Sob a coordenação geral do professor Augusto Nelson Carvalho Viana, levantamentos de dados do aproveitamento; projeto e instalação da Microcentral Hidrelétrica Aruã (MCH Aruã); testes na MCH e treinamento de operação e manutenção de membros da comunidade;
- WINROCK – Aplicação do gerenciamento da MCH através do modelo Prisma, modelo para Microgeração e Promoção do Desenvolvimento Local;
- PSA – Acompanhamento e apoio das equipes da Unifei/CERPCH e WINROCK de Santarém ao local da Comunidade Aruã.

Santarém limita-se com os municípios de Óbidos, Alenquer, Monte Alegre, Prainha, Aveiro e Juruti. Além do rio Tapajós, que banha a cidade-sede, passam pelo município os rios Arapiuns, Curuá-Una e Mapiri; os igarapés Açu (no Tapajós), Água Boa (no Arapiuns) e Andirá ou Igarapé, afluente do Tapajós.

Dentro dos limites de Santarém, encontra-se a comunidade da “Vila da Cachoeira do Aruã”, que dista aproximadamente 180 km, por via fluvial, da cidade. O acesso à vila se dá pelos rios Tapajós/Arapiuns/Aruã. De Santarém até a Cachoeira do Aruã, o tempo de percurso em barcos grandes a motor é de aproximadamente doze a quatorze horas.



O sucesso do projeto deu-se pelas seguintes razões: envolvimento da parte técnica da universidade na concepção da central hidrelétrica; envolvimento da ONG Saúde e Alegria, sediada em Santarém, conhecedora das comunidades locais, seus costumes e realidades; participação ativa da WINROCK no Projeto Prisma, que apresentou um inovador modelo de gestão para o serviço de eletricidade, o qual foi suprido por fontes energéticas locais, renováveis, exploradas e geridas pela própria comunidade.

Na questão da execução do projeto da central hidrelétrica, os componentes hidromecânicos e eletromecânicos foram adquiridos praticamente no local, ou seja, em Santarém, além da obra ter sido executada por uma empresa da cidade, conhecedora das dificuldades de acesso à comunidade, o período de chuvas, entre outras. Na época, a vila era formada por 45 famílias residentes no local e por outras 27 que viviam um pouco mais afastadas. As atividades econômicas desenvolvidas por essas famílias apresentavam baixa produtividade, pois não possuíam os meios tecnológicos para aumentar a produção e melhorar a qualidade dos produtos. As atividades se restringiam ao extrativismo, à agricultura de subsistência, à caça, à pesca, entre outras. O suprimento de energia elétrica era feito por um pequeno gerador elétrico acionado por um motor a diesel, que funcionava nos finais de semana, por duas ou três horas para atender 30 das 45 famílias. Outras cinco famílias utilizavam uma precária roda d'água como fonte de eletricidade. Com o advento da energia elétrica da central promoveu-se um desenvolvimento sustentável da população do assentamento, com o uso racional de recursos naturais. Os resultados trouxeram uma imediata melhoria da qualidade e do padrão de vida dos envolvidos, tendo a geração descentralizada de energia um mínimo de impacto ambiental. O arranjo geral do aproveitamento é uma CGH de desvio, com regime operativo a fio d'água, isto é, não há formação de reservatório e nem acumulação de água pela barragem. Esta, de madeira do tipo Ambursen, está localizada à margem esquerda, com 8 m de comprimento e 3 m de largura, solução encontrada para desviar parte da água do rio para alimentar a central. A tomada d'água tem comprimento de 3 m, altura de 1,45 m, largura de 1,5 m e uma lâmina d'água de 23,5 m de comprimento (Figura 5) construída

com chapas de aço composta de grade e comporta de serviço para manutenção e limpeza sustentada por colunas. O conduto de baixa pressão, de diâmetro de 0,950 m, está localizado na tomada d'água (Figura 5) e o conduto forçado alimenta as turbinas da casa de máquinas (Figura 6). A turbina é do tipo Francis possuindo queda líquida de 7,28 m, uma vazão 1,12 m³/s, uma potência nominal de 50 kW, uma rotação de 589 rpm, uma altura de sucção de 4 m está acoplada ao gerador por polias e correias (Figura 7). O gerador é trifásico, síncrono, tensão 220 V, fator de potência 0,8, 65 kVA de potência e rotação de 1800 rpm (Figura 7). O transformador possui potência nominal de 75 kVA, tensão primária de 220 V, tensão secundária de 13,8 kV, isolado e resfriado a óleo com circulação natural (Figura 8).

Figura 5 – Tomada d'água e conduto



Tomada d'água



Conduto de baixa pressão

Figura 6 – Conduto forçado, casa de máquinas e tubo de sucção



Conduto forçado e casa de máquinas



Casa de máquinas e tubo de sucção



Figura 7 – Grupo gerador



Turbina Francis, fabricante de Santarém



Acoplamento por polias e correias turbina gerador

Figura 8 – Transformador e mini-rede



Transformador



Mini rede de distribuição

A CGH encontra-se em operação desde dezembro de 2005 atendendo 51 consumidores domiciliares, produtivos e públicos, todos com medidores de energia. Os operadores foram identificados na comunidade e treinados em operação e manutenção (O&M) pelo fabricante e pelo Centro Nacional de Pequenas Centrais Hidrelétricas (CERPCH/UNIFEI), além do treinamento na parte de redes de distribuição realizado pela Celpa.

Os resultados obtidos após a implantação da Central de Geração Hidrelétrica são:

- Criação da Associação dos Moradores e Produtores de Energia de Cachoeira do Aruã (AMOPE), que administra a microusina (cobrança da energia), o sistema de abastecimento de água e a movelaria (Figura 9);
- Movelaria Comunitária – fabricação de móveis para serem comercializados em Santarém (Figura 9);

- Telecentro Comunitário – possui três computadores com acesso à Internet via satélite e é utilizado pelos jovens e monitores (Figura 10).

Além do conforto adquirido nos domicílios como iluminação, geladeira, televisão, entre outros, a energia trouxe como benefício o micro-sistema de abastecimento de água (Figura 9), a iluminação no Posto de Saúde (Figura 10), a mercearia e a padaria (Figura 11), o bar e a sorveteria (Figura 12). Da mesma forma, a Escola Estadual passou a funcionar também no período noturno, dando oportunidade à alfabetização de adultos. Outras informações desse projeto podem ser encontradas no Relatório Final entregue ao CNPq (2007).

Figura 9 – Sistema de abastecimento de água e movelaria



Micro-sistema de abastecimento de água



Movelaria

Figura 10 – Telecentro Comunitário e Posto de Saúde



Telecentro



Posto de Saúde



Figura 11 – Merceria e Padaria



Merceria com freezer (inclusão de vendas de carne e peixes)



Produção de pães com forno elétrico

Figura 12 – Sorveteria e Bar



Sorvetes de castanha, cupuaçu e murici



Bilhar Bar

4.2 Parque Estadual da Ilha Anchieta (PEIA)

O Parque Estadual Ilha Anchieta (PEIA) é uma Unidade de Conservação da Natureza do Grupo de Proteção Integral, conforme determina a Lei Federal nº 9.985, de 18/7/2000. Localizado no município de Ubatuba, São Paulo, é a segunda maior ilha do litoral norte do estado, com perímetro de 17 km, sendo dois de praias, perfazendo uma área total de 828 ha. O acesso ao parque se dá por via marítima, principalmente a partir do píer do Saco da Ribeira, na baía do Flamengo, do qual dista 4,3 milhas náuticas (8 km). O PEIA recebe, em média, 65 mil visitantes controlados por ano, dentro dos programas de turismo ambiental, histórico-cultural e pesquisa, sendo o maior número de visitas realizado entre dezembro e março, além do mês de julho. O efetivo do Parque conta, em média, com quatorze funcionários, entre pessoal administrativo, monitores turísticos, serviços gerais e seguranças, incluindo funcionários públicos e terceirizados. Destes, sete funcionários permanecem em tempo integral na Ilha (com pernoite) e os demais por

aproximadamente oito horas/dia. Devido às atividades turísticas, esse efetivo atua sete dias por semana, havendo revezamento de pessoal. Os eventos de maior consumo de energia elétrica no Parque ocorrem na da recepção de grupos que pernoitam na Ilha durante alguns dias, destacando-se treinamentos promovidos por instituições militares do estado de São Paulo, cursos na área ambiental oferecidos pelo PEIA e excursões escolares, quando o número de pessoas hospedadas pode chegar a cinquenta. A figura 13 ilustra o PEIA.

Figura 13 – Parque Estadual da Ilha Anchieta (PEIA)



Ilha Anchieta vista do reservatório



Pier e Prédio da Administração

Até pouco tempo, o sistema de geração de energia elétrica do PEIA era híbrido, composto por um sistema solar fotovoltaico e gerador a diesel. O sistema a diesel é o sistema energético de base na Ilha, do qual depende a operacionalidade do Parque. Dois são os problemas enumerados pela administração do PEIA: alto consumo de combustível (de 6 a 8L/h) e a intermitência da energia, uma vez que os geradores não conseguem operar de forma contínua por intervalos superiores a cinco horas. Há ainda o problema ambiental, devido à poluição sonora e do ar.

Existia no PEIA uma central hidráulica de geração, desativada há alguns anos. Em função disso, para se ter uma energia limpa em substituição, em parte, à geração a diesel existente propôs-se à reforma da central. Esta foi viabilizada por um convênio de cooperação técnico-financeira firmado entre o Grupo de Energia (GEN) da Universidade Federal de Itajubá e o Ministério de Minas e Energia (MME). Tal convênio teve como objetivo avaliar, em campo, o uso de bombas funcionando como turbina (BFTs) para implantação de centrais de baixo custo. A primeira fase do convênio consistiu na implantação de



uma central utilizando BFT no município de Delfim Moreira, em Minas Gerais; a segunda fase contemplou a reforma da central do PEIA, com o uso da mesma tecnologia. A central foi reprojeta para receber três grupos geradores, com capacidades de 2 kW, 4 kW e 6 kW. A vazão de projeto considerada foi de 5L/s (referente ao grupo gerador de 2 kW), que permite, segundo os estudos hidrológicos desenvolvidos, uma geração a fio d'água com fator de capacidade próximo a 100%. Os outros dois grupos geradores operam com vazões de 10 e 15L/s, respectivamente, estando todos submetidos a uma queda bruta de 67,7m. A instalação de três grupos geradores com potências sucessivas visou conferir maior flexibilidade e operação e na capacidade de geração da central, aproveitando a disponibilidade hídrica ao longo de todo o ano hidrológico. A barragem da central foi reformada (Figura 14) tendo os vazamentos sido eliminados, de forma a se recuperar a capacidade de regularização do reservatório, cujo volume útil é de aproximadamente 900m³. Foram instaladas também uma comporta de fundo para desassoreamento (Figura 15) e uma grade de retenção de sólidos na tomada d'água, evitando o entupimento dos condutos e danos aos rotores das turbinas. Uma nova casa de máquinas foi construída (Figura 16), considerando aspectos funcionais inexistentes na usina antiga, como ventilação e iluminação natural. A Figura 17 mostra o grupo gerador antigo e os três grupos geradores de 2kW, 4kW e 6kW.

Figura 14 – Barragem e reservatório



Reservatório sendo desassoreado e construção da grade



Reservatório recuperado

Figura 15 – Comporta de fundo, conduto forçado e condutos que alimentam a BFT



Comporta de fundo da barragem e conduto forçado



Válvulas antes das BFTs e três condutos

Figura 16 – Casa de máquinas



Antiga



Nova

Figura 17 – Grupos geradores



Grupo gerador antigo desativado



Grupos geradores novos com BFTs

A CGH encontra-se em operação desde dezembro de 2010. A equipe do Grupo de Energia da Unifei ministrou treinamento de operação e manutenção da central aos funcionários do PEIA.

Apesar de a CGH não suprir totalmente o parque, um estudo foi realizado no trabalho de Vilanova e Viana (2009). O primeiro cenário



analisado considerou a central operando a fio d'água, apenas com seu menor grupo gerador, de 2 kW, em tempo integral. Esse grupo é capaz de fornecer 48 kWh/dia, correspondente a 36% do consumo diário. A economia mensal (em termos de custo de óleo diesel), neste caso, foi de R\$ 1.050,00. O segundo cenário admite a capacidade de regularização do reservatório e operação do grupo gerador hidrelétrico de 6 kW durante quatorze horas por dia (das 8h às 22h, incluindo o expediente e as atividades pós-expediente dos funcionários). Nesse cenário, a geração de energia hidrelétrica é de 84 kWh/dia, 64% do consumo total, resultando numa economia, em diesel, de R\$ 1.840,00 ao mês.

Para se diminuir mais ainda o consumo de combustível (Diesel), está em fase final de processo um estudo de eficiência energética no PEIA a ser realizado pelo Grupo de Energia da Unifei e com recursos do Procel/Eletróbrás.

5. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

O trabalho apresentou dois estudos de caso de centrais de geração hidráulica em comunidades isoladas. Em ambos os estudos, foram utilizados equipamentos de baixo custo, sendo o de Cachoeira do Aruã uma turbina construída em Santarém e o da Ilha Anchieta conjuntos geradores acionados por bombas funcionando como turbinas. Também para os dois casos foi utilizada a mão-de-obra local, que faz com que caiam os custos gerais. É indiscutível a melhoria na qualidade de vida da população de Cachoeira do Aruã após a implementação da energia elétrica, mais prática, limpa e confiável que a lamparina ou a roda d'água, que atendia a poucos, ou até um pequeno gerador a diesel ali existente. As marcas desse novo momento pelo qual a comunidade passa podem ser facilmente notadas em facilidades e confortos antes não acessíveis, como água em casa, o uso de diferentes eletrodomésticos, o funcionamento da escola e a circulação pela vila à noite. Há ainda o Telecentro, a movelaria e o surgimento de novos negócios, bem como as possibilidades de consumo pela comunidade na padaria, sorveteria e bares. O sucesso dos dois casos deve-se ao envolvimento da universidade e de grupos sérios. No caso de Cachoeira do Aruã foi sem dúvida a questão do processo de gestão,



pois gerar é mais fácil, o difícil é a forma de gerir o empreendimento. A experiência mostra que o governo deverá sempre dar subsídios às populações isoladas e também passar a responsabilidade à comunidade atendida no que diz respeito à operação e manutenção da central e, principalmente, de sua sustentabilidade. Comunidades isoladas poderão ser atendidas de uma forma descentralizada, a custo baixo, sobretudo aquelas que estão muito longe dos centros de distribuição de energia, ou seja, em locais em que o atendimento com a linha de transmissão representaria um custo altíssimo ao país.

6. REFERÊNCIAS

CHAPALLAZ, J.M.; EICHENBERGER, P.; FISCHER, G. *Manual on Pumps Used as Turbine*. MHPG Series, v. 11, Friedr. Vieweg & Sohn Verlagsgesellschaft mbH; Germany, 1992.

FUGIMOTO, S.K. *A Universalização do Serviço de Energia Elétrica – acesso e uso contínuo*. Dissertação de Mestrado. São Paulo: USP, 2005.

GOMES, M.C.; RIBEIRO, R.G. Programas de Inclusão Social nos Serviços Públicos Regulados: Análise dos Instrumentos de Avaliação. *Anais IV Congresso Brasileiro de Regulação*. Tropical Manaus: Manaus, 2005.

PORTAL MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Acesso em: 9 jan. 2012.

REZEK, A.J.J.; RESENDE, J.T. *Operação Isolada e Interligada do Gerador de Indução*. Dissertação de Mestrado. Itajubá: EFEI, jun. 1994.

TIAGO FILHO, G. L., *Desenvolvimento Teórico e Experimental para Dimensionamento de Turbina Hidráulica Michell – Banki*. Dissertação de Mestrado. Itajubá: EFEI, out. 1987. p. 206.

_____. Turbinas não Convencionais para Pequenas Centrais Hidrelétricas. II Simpósio Nacional Sobre Fontes Novas e Renováveis de Energia In: II SINERGE, Curitiba, 7 a 11 ago. 1989.



_____. Turbina de Fluxo Cruzado – Considerações Sobre o Número de Pás. In: IV Encuentro Latinoamericano de Pequeños Aprovechamientos Hidroenergéticos, Cusco, Peru, 24 a 29 abr. 1991.

VIANA, A.N.C. *Comportamento de Bombas Centrífugas Funcionando como Turbinas Hidráulicas*. Dissertação de Mestrado. Itajubá: EFEI, dez. 1987.

VIANA, A.N.C.; NOGUEIRA, F. J. H. *Bombas Centrífugas Funcionando como Turbinas*. Trabalho de Pesquisa. Itajubá: Departamento de Mecânica EFEI, mar. 1990.

VIANA, A.N.C. *Bombas de Fluxo Operando como Turbinas – Por Que Usá-las?* PCH Notícias & SHP News, ano 4. n. 12, Itajubá: CERPCH, nov.-dez.-jan. 2002.

VIANA, F.G. *Universalização de Energia Elétrica no Brasil*. Revista PCH Notícias & SHP News, n. 46. Itajubá: CERPCH, , 2011.

VILANOVA, M.R.N., VIANA, A.N.C. *Sustentabilidade Energética em Unidades de Conservação Ambiental: estudo de caso da Ilha Anchieta*. Ubatuba, CLAGTEE, out. 2009.

_____. Relatório Final, *Cachoeira do Aruã – um modelo energético sustentável envolvendo Organizações de Base Comunitária*, CT-ENERG / MME / CNPQ – 003/2003, Processo 50.4722/2003-4, CNPq, dez. 2007.



4. ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA NO BRASIL: SITUAÇÃO ATUAL E PERSPECTIVAS PARA ESTABELECIMENTO DE INDÚSTRIAS APOIADAS EM PROGRAMAS DE P&D E FINANCIAMENTO

Adriano Moehlecke

Professor da PUC do Rio Grande do Sul, é doutor em energia solar fotovoltaica e coordenador do Núcleo de Tecnologia em Energia Solar

Izete ZanESCO

Professora da PUC do Rio Grande do Sul, é doutora em energia solar fotovoltaica e coordenadora do Núcleo de Tecnologia em Energia Solar.

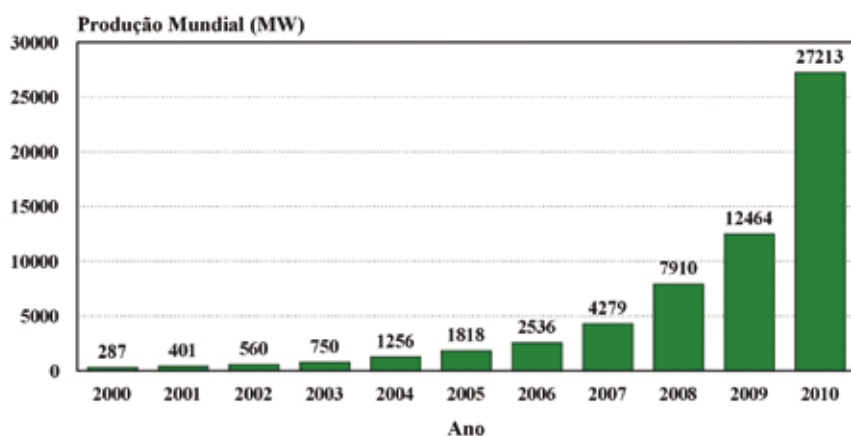
1. ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA E O MERCADO MUNDIAL

O uso de fontes de energias renováveis é um dos desafios da humanidade para este século e quando se trata de fonte alternativa e renovável, a energia solar fotovoltaica é a tecnologia que mais tem crescido. A energia solar pode ser usada para aquecer a água ou o ambiente em nossas casas ou pode ser usada para produzir energia elétrica. Para esta última aplicação, usam-se as chamadas células solares ou fotovoltaicas, que convertem a energia solar em energia elétrica de forma direta, sem produzir emissões de poluentes. As células solares, quando associadas eletricamente e colocadas em uma estrutura resistente às intempéries, constituem o módulo fotovoltaico. Este é o equipamento que a população pode adquirir para produzir sua própria energia elétrica. Um sonho para os cidadãos que prezam pela independência: produzir sua energia sem contaminar o meio ambiente.



Embora abundante na Terra, a energia solar ainda é pouco usada. No entanto, nos países desenvolvidos este cenário vem mudando. Na última década, fortes incentivos foram dados para a instalação de sistemas fotovoltaicos e o mercado vem passando por um forte crescimento. A Figura 1 apresenta a evolução da produção mundial de módulos fotovoltaicos onde se observa que, somente de 2009 para 2010, houve um crescimento de 118%. Em 2010, a produção mundial foi de 27,2 GW¹, o que significa em termos de potência instalada o equivalente a aproximadamente duas centrais hidroelétricas de Itaipu, a maior central de produção de energia elétrica instalada no Brasil.

Figura 1. Evolução da produção mundial de módulos fotovoltaicos



Fonte: Photon International, março de 2011. Reelaborada pelos autores.

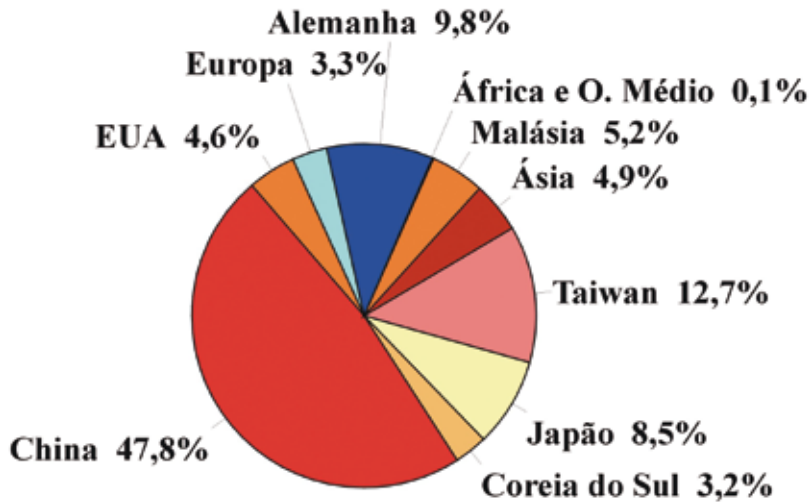
O maior mercado de módulos fotovoltaicos foi na Alemanha, seguido da Itália, sendo que na Europa foi instalada aproximadamente 77% da produção mundial². Do total de 39 GW instalados no mundo até 2010, 70% estão na Europa. Mas qual é o maior produtor destes equipamentos? Não é a Comunidade Europeia, nem o Japão e tampouco os Estados Unidos. Como pode ser visto na Figura 2, a China é o maior produtor mundial. Neste contexto, a Ásia domina o mercado, com 82,3% da produção mundial. Poderia o Brasil participar desta escalada de crescimento e se posicionar no cenário mundial? Ou de

¹ HERING, G. Year of the tiger. Photon International, março de 2011, p.186-214.

² JRC European Commission. PV Status Report 2011. Research, Solar Cell Production and Market Implementation of Photovoltaics. ago 2011. 123p. Disponível em: <http://re.jrc.ec.europa.eu/refsys/>

outra forma: não seria um erro estratégico para o país não participar deste mercado ainda em fase de crescimento?

Figura 2. Distribuição regional das indústrias de módulos fotovoltaicos em 2010



Fonte: Photon International, março de 2011. Reelaborada pelos autores.

2. AS TECNOLOGIAS

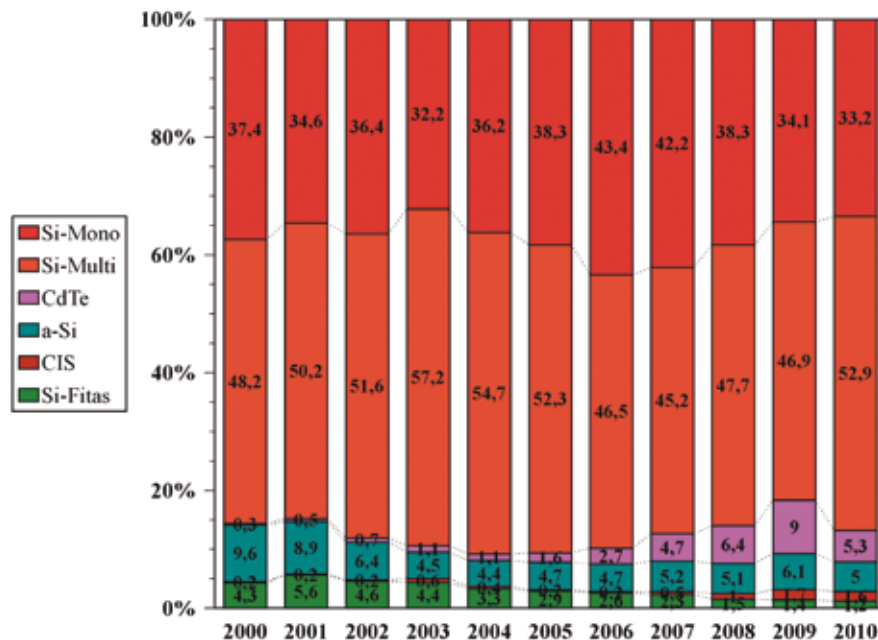
Quando o mercado está em processo de crescimento e ainda não está completamente estabelecido, normalmente surge a pergunta de qual a melhor tecnologia para fabricação do bem de consumo. Por exemplo, como no caso de televisores de tela fina, ainda se pergunta qual a melhor tecnologia, plasma ou cristal líquido (LCD). Do mesmo modo, os módulos fotovoltaicos também possuem diferentes tecnologias de fabricação.

De uma forma geral podemos dividir as tecnologias em três: as que usam lâminas de silício, as de filmes finos e as que ainda estão nos laboratórios de cientistas.

As células solares baseadas em lâminas de silício cristalino dominam o mercado mundial. A Figura 3 mostra que esta tecnologia ocupou sempre mais que 81% da produção mundial desde 2000. O silício cristalino correspondeu em 2010 a 86% do mercado mundial. Si-Mono e Si-Multi correspondem às tecnologias de silício cristalino; CdTe, telureto de cádmio; a-Si, silício amorfo; CIS, disseleneto de cobre e índio; Si-Fitas, fitas de silício.



Figura 3. Distribuição das tecnologias usadas na produção industrial de módulos fotovoltaicos



Fonte: Photon International, março de 2011. Reelaborada pelos autores.

Para produzir o módulo fotovoltaico com células de silício, vários processos industriais são realizados. Primeiro, a partir de quartzo, carvão vegetal e muita energia elétrica obtém-se o silício. Este é purificado e passa por um processo de cristalização, quando então são cortadas lâminas muito finas, da ordem de 0,2 mm de espessura. Estas passam por uma série de processos químicos e físicos para produzir a célula solar. Como uma célula solar produz tensão elétrica baixa, da ordem de 0,6 V, várias delas são ligadas em série para obter tensões mais elevadas. Estas células são encapsuladas sob uma placa de vidro e emolduradas com alumínio, proporcionando resistência mecânica e às intempéries. A Figura 4 apresenta células solares de silício cristalino e módulos fotovoltaicos montados com estas células.

Figura 4. Células solares de silício cristalino e módulos fotovoltaicos



Fonte: Divulgação NT-Solar/PUCRS

As vantagens desta tecnologia são: a matéria-prima (silício) é praticamente inesgotável e usa tecnologias similares à indústria de circuitos de microeletrônica. Alguns críticos afirmavam que esta tecnologia não conseguiria reduzir os custos de produção a ponto de viabilizar o uso da conversão da energia solar em elétrica, mas empresas chinesas e algumas europeias têm demonstrado que isto é possível. Cabe destacar que o Brasil é um dos maiores produtores mundiais de silício não purificado. Deveria o país permanecer alheio à escalada mundial do mercado de energia solar fotovoltaica, considerando-se que mais de 80% deste mercado está baseado em silício?

As tecnologias de filmes finos são das mais diversas, destacando-se as de silício amorfo, as de telureto de cádmio, as de disseleneto de cobre-gálio-índio, entre outras. Ao contrário das células de silício cristalino, o uso de matéria-prima é menor. Com exceção do silício amorfo, as outras possuem problemas de disponibilidade e de descarte dos materiais. Podem ser fabricados módulos com placas de vidro ou sobre filmes plásticos ou metálicos, sendo que estes dois últimos, podem ser flexíveis. No entanto, a eficiência destes dispositivos é menor que a alcançada em células solares de silício cristalino.

Há outras promessas, como células de materiais orgânicos com nanoestruturas, mas ainda estão sendo estudadas por cientistas.

No Brasil o que se estuda? Nos anos de 1970, o desenvolvimento de células solares de silício foi tema de pesquisa na Universidade de São Paulo (USP) e na Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP),



inclusive com estudos em tecnologia de purificação de silício. O Instituto Militar de Engenharia (IME) se destacou pela produção de células solares de sulfeto de cádmio/sulfeto de cobre e atualmente estuda dispositivos com telureto de cádmio/sulfeto de cádmio. Nos anos 80 e metade dos 90 somente as universidades paulistas citadas continuaram trabalhando em células de silício, porém com menor ênfase, pois praticamente não havia subvenção dos órgãos de financiamento para esta área de pesquisa. No final dos anos 90, outros grupos iniciaram atividades de P&D com silício e materiais orgânicos. A Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul (PUCRS) iniciou suas atividades fabricando células solares de alta eficiência em parceria com a Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS) e depois desenvolveu uma planta piloto de produção de células solares de silício e módulos fotovoltaicos e estabeleceu o melhor laboratório para desenvolvimento destes dispositivos na América do Sul.

No final dos anos 70, a Fone-Mat montava módulos fotovoltaicos no Brasil com células solares importadas dos Estados Unidos. Em 1980 surgiu a empresa Heliodinâmica, que produziu lâminas de silício a partir do silício purificado, as células e os módulos fotovoltaicos. Até 1992, operou em um mercado protegido para produtos importados. Por que as empresas que produziam dispositivos semicondutores deixaram de ser competitivas e fecharam suas portas no Brasil depois do encerramento da reserva de mercado? Entre várias razões, duas podem ser citadas: tecnologia e escala de produção. Sem constantes avanços tecnológicos e redução de custos, é impossível competir no mercado globalizado. Atualmente, várias empresas estão avaliando a produção, principalmente de módulos fotovoltaicos, com células solares importadas.

3. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS NO BRASIL

Para os módulos fotovoltaicos fornecerem energia elétrica, não basta colocá-los no telhado ou na fachada de uma edificação. Se forem usados em sistemas isolados da rede elétrica, serão necessários outros componentes, tais como baterias, controlador de carga das baterias e inversor (equipamento que converte corrente/tensão elétrica con-

tínua em alternada). Neste tipo de sistema, durante o dia se produz energia elétrica e durante a noite se usa a energia armazenada nas baterias. Esta solução é viável economicamente para locais isolados, distantes da rede elétrica, como muitas das casas e povoados no norte do Brasil. Segundo estimativas do Laboratório de Sistemas Fotovoltaicos do Instituto de Eletrotécnica e Energia (LSF-IEE) da USP, há da ordem de 30 MW instalados no país atendendo a população rural, implantados no âmbito do Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios (PRODEEM) e atualmente no Programa Luz para Todos. A Figura 5 apresenta uma aplicação típica de sistemas isolados em Mamirauá, Amazonas, realizada pelo LSF-IEE-USP.

Figura 5. Aplicação de sistema fotovoltaico isolado da rede elétrica, que proporciona energia para a população rural



Fonte: Foto cedida pelo LSF-IEE-USP

Outro tipo de sistema fotovoltaico é o interligado à rede elétrica. Neste caso, além dos módulos fotovoltaicos, utiliza-se de um inversor para a conexão à rede. Os inversores atualmente comercializados, além de converterem a corrente/tensão elétrica contínua em alternada, eletronicamente controlam a tensão elétrica e a frequência da corrente/tensão alternada e detectam possíveis interrupções de energia elétrica na rede. Para quê? De forma simples, para evitar que



o sistema fotovoltaico possa eletrocutar operários da companhia elétrica que estejam trabalhando na rede.

Os sistemas interligados à rede elétrica são os mais instalados atualmente no mundo, dominando mais de 95 % do mercado (ver Nota 2). Países como Alemanha, Itália, Espanha, Portugal, Japão, entre outros, estabeleceram leis específicas para incentivar o uso destes sistemas. Nestes países, com o uso de sistemas fotovoltaicos, dois problemas estão sendo resolvidos: gera-se energia para superar parte da crescente demanda por meio de fonte renovável e, ao mesmo tempo, gera-se um elevado número de empregos. Por exemplo, no caso da Alemanha, a cadeia produtiva da energia solar fotovoltaica gera quatro vezes mais empregos que a cadeia do carvão mineral.³

No Brasil, há atualmente da ordem de 1,7 MW em sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica.⁴ A Figura 6 apresenta um sistema interligado à rede elétrica no Museu de Ciências e Tecnologia da PUCRS, financiado pelo Ministério de Minas e Energia (MME). O sistema está constituído de 20 módulos fotovoltaicos que foram desenvolvidos e fabricados na Universidade.

A potência instalada é 680 W e a área dos módulos é de 5,5 m², tendo produzido em 2011 uma média de 40 kWh por mês. Se fosse instalado com a inclinação ótima para Porto Alegre, poderia aumentar em 40% a produção de energia elétrica. No entanto, razões estéticas e didáticas apontaram para a instalação na vertical para melhor visualização dos módulos pelos visitantes. O Museu recebe diariamente centenas de estudantes, sendo que já atingiu da ordem de 1000 visitantes por dia. Deste modo, o sistema FV instalado na entrada também tem a função de despertar o interesse por novas formas de produção de energia.

³ FRAIDENRAICH, N. Análise Prospectiva da Introdução de Tecnologias Alternativas de Energia no Brasil. Tecnologia Solar Fotovoltaica, UFPE, 2002.

⁴ ZILLES, R. Laboratório de Sistemas Fotovoltaicos, Instituto de Eletrotécnica e Energia da Universidade de São Paulo. Comunicação pessoal, nov.2011.

Figura 6. Sistema fotovoltaico interligado à rede elétrica e instalado na fachada do Museu de Ciências e Tecnologia da PUCRS. Tecnologia de fabricação nacional e com função educativa.



Fonte: Divulgação NT-Solar/PUCRS

O maior sistema fotovoltaico instalado no país até o momento é a central solar fotovoltaica em Tauá, CE, com potência de 1 MW. A MPX Tauá conta com 4.680 módulos fotovoltaicos de silício cristalino para converter a energia solar em elétrica, numa área de aproximadamente 12 mil metros quadrados.⁵ A próxima central prevista para ser instalada no Brasil é na sede da Eletrosul em Florianópolis, também de 1 MW, sendo que neste caso os módulos serão integrados à estrutura do prédio da empresa e no estacionamento.

⁵ Disponível em: <http://www.mpx.com.br/pt/nossos-negocios/geracao-de-energia/usinas-em-operacao/Paginas/mpx-taua.aspx>. Acesso em 15 nov. 2011.



Em relação a nossos vizinhos sul-americanos, na Argentina, na província de San Juan, uma central de 1,2 MW foi inaugurada em 2011. Há previsão de instalação de mais 20 MW para os próximos anos em diferentes projetos na mesma região.⁶ O governo local apoia os empreendimentos e pretende instalar um parque industrial capaz de produzir todos os equipamentos e materiais, inclusive a matéria-prima, silício, da cadeia de valor da energia solar fotovoltaica.

4. PLANTA PILOTO DE PRODUÇÃO DE CÉLULAS SOLARES E MÓDULOS FOTOVOLTAICOS COM TECNOLOGIA NACIONAL

Embora as universidades brasileiras, especialmente a PUCRS⁷, a Unicamp⁸ e a USP⁹ tenham avançado na última década no que se refere ao desenvolvimento de células solares de alta eficiência em silício cristalino, nunca houve uma produção em nível pré-industrial e tampouco com o nível de automação existente nas atuais fábricas de células e módulos fotovoltaicos. Por exemplo, na Europa, as unidades piloto de produção em centros de pesquisa são consideradas peças chave para proporcionar avanços rápidos para a indústria de módulos fotovoltaicos. Pode-se citar o IMEC – Interuniversity MicroElectronics Center¹⁰, na Bélgica, que desde os anos 80 produz células solares em escala piloto, cujas tecnologias desenvolvidas deram lugar ao *spin-off* de várias empresas no setor, tais como as Photovoltch e Soltech. Em 2006, o Instituto Fraunhofer, Freiburg, Alema-

⁶ Disponível em: <http://www.cleanenergycongress.com.ar/es/docs/pdf/15-%20Victor%20Dona.pdf>. Acesso em 15 nov. 2011.

⁷ MOEHLECKE, A. Células Solares Eficientes e de Baixo Custo de Produção. In: *Prêmio Jovem Cientista e Prêmio Jovem Cientista do Futuro*. Gerdau, CNPq, Fundação Roberto Marinho, 2002, p. 15-76.

⁸ MARQUES, F.C., URDANIVIA, J., CHAMBOULEYRON, I. A simple technology to improve crystalline-silicon solar cell efficiency. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, v. 52, 1998, p. 285-292.

⁹ CID, M. Fabricação de células solares. *I Simpósio Nacional de Energia Solar Fotovoltaica*, CD, Porto Alegre, 2004.

¹⁰ DUERINCKX, F., FRISSON, L., MICHIELS, P.P., CHOULAT, P., SZLUFCHIK, J. Towards highly efficient industrial cells and modules from multicrystalline wafers. *Proceedings of the 17th European Photovoltaic Solar Energy Conference*, Munique, Alemanha, 2001, p. 1375-1378.



nha, implantou uma linha completa de produção de células solares de silício e módulos fotovoltaicos para avaliar equipamentos e processos sob os pontos de vista técnico, econômico e ambiental, com investimentos de 14 milhões de euros.^{11 12} Na Ásia, o Instituto de Pesquisa em Energia Solar de Singapura foi estabelecido em 2008 com a missão de realizar pesquisa e desenvolvimento orientados para a indústria, bem como para a ciência básica. Novas células solares estão sendo desenvolvidas e plantas piloto são capazes de produzir em escala pré-industrial os dispositivos desenvolvidos.¹³

No Brasil, a disseminação do uso de sistemas fotovoltaicos está limitada por problemas de custo e de ausência de uma produção nacional competitiva internacionalmente. Além disso, os produtos importados são comercializados com preços acima do mercado internacional. Neste contexto, para incentivar tecnologias nacionais de fabricação de células solares e módulos fotovoltaicos, em 2004, o Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação e a PUCRS articularam com a Financiadora de Estudos e Projetos (FINEP), Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica (CEEE-GT), Eletrosul Centrais Elétricas S.A. (ELETROSUL) e Petróleo Brasileiro S.A. (PETROBRAS) um projeto para transferir a tecnologia de fabricação de células solares desenvolvida pela equipe do Núcleo de Tecnologia em Energia Solar (NT-Solar) da PUCRS para uma linha pré-industrial, a fim de verificar a viabilidade técnica e econômica da produção em larga escala. O projeto foi inovador em três aspectos: *i*) tecnologia: o desenvolvimento científico e tecnológico de células solares de silício com insumos de baixo custo e obtenção de dispositivos eficientes por meio de mecanismos de *gettering* foi patenteado pela PUCRS; *ii*) ambiente: processos industriais

¹¹ Wafers go in, cells come out. Fraunhofer Institute builds cell production line for testing. *Photon International*, maio de 2005, p. 22.

¹² BIRO, D., PREU, R., GLUNZ, S.W., REIN, S., RENTSCH, J., EMANUEL, G., BRUCKER, I., FAASCH, T., FALLER, C., WILLECKE, G., LUTHER, J. PV-TEC: Photovoltaic Technology Evaluation Center – design and implementation of a production research unit. *Proceedings of the 21th European Photovoltaic Solar Energy Conference*, Dresden, Alemanha, 2006, p. 621-624.

¹³ Solar Energy Research Institute of Singapore (SERIS), Annual Report 2010. Disponível em: <http://www.seris.sg>. Acesso em 22/8/2011.



foram desenvolvidos dentro do ambiente acadêmico, especificamente no parque tecnológico da PUCRS (TECNO PUC) e *iii*) gerenciamento: universidade e empresas gerenciaram o projeto por meio de um comitê gestor. Nos cinco anos de execução do projeto, podem ser destacados os seguintes resultados:

- Implantação de infraestrutura laboratorial para um centro nacional em energia solar fotovoltaica, centro mais bem equipado da América Latina;
- Desenvolvimento de dois processos industriais para fabricação de células solares: um de alta eficiência, atingindo 15,4 %, e o outro de baixo custo, possibilitando a fabricação de dispositivos de 13 %;
- Desenvolvimento de um processo industrial para fabricação de módulos fotovoltaicos, atingindo eficiências de 12,7% em módulos de potência da ordem de 36 W;
- Formação de recursos humanos qualificados: oito mestres foram formados e houve o treinamento de mais de 25 estudantes de mestrado, doutorado e graduação, bem como de doutores;
- Solicitação de registro de duas patentes;
- Fabricação e caracterização de mais de 12.000 células solares e 200 módulos fotovoltaicos;
- Identificação e capacitação de fornecedores de insumos no mercado nacional;
- Formação de uma base de dados de produção para subsidiar a execução de um plano de negócios;
- Divulgação do projeto e da tecnologia na mídia.

Este tipo de projeto foi inédito no Brasil, colocando o país com capacidade tecnológica para fábricas de células solares e módulos fotovoltaicos, com o desenvolvimento das atividades em um período de apenas cinco anos. Como reconhecimento, em 2006, o projeto foi o vencedor do II Prêmio Melhores Universidades Guia do Estudante

e Banco Real, na categoria Inovação e Sustentabilidade e, no mesmo ano, o projeto foi finalista no Prêmio Santander Banespa de Ciência e Inovação.

A Figura 7 apresenta notícias veiculadas em revistas e jornais destacando os resultados obtidos no projeto Planta Piloto.^{14 15 16 17 18}

Figura 7. Notícias nacionais e internacionais sobre a Planta Piloto



de Produção de Células e Módulos Fotovoltaicos

Fonte: Photon – *La Revista de Fotovoltaica*, *Zero Hora*, *A Tribuna*, *Diário do Nordeste* e *Modal*.

5. VIABILIDADE DE INDÚSTRIAS DE CÉLULAS SOLARES E MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

A equipe do NT-Solar/PUCRS, com base nos processos de fabricação de células e de módulos fotovoltaicos desenvolvidos e na inexistência de fábricas no país, concluiu que seria necessário preparar um plano de

¹⁴ ROSSEL, A.D. Renacer de las cenizas. Brasil quiere integrar la cadena de valor fotovoltaica desde el silicio hasta los módulos. *Photon – La Revista de Fotovoltaica*. Septiembre de 2010, Madrid-Espanha, p. 104-111.

¹⁵ Na espera por investidores. *Modal-Revista de Infraestrutura e Logística*, n. 5, agosto/setembro de 2008, Porto Alegre-RS, p.14-15.

¹⁶ WERB, E. A indústria que vem do Sol. *Zero Hora*. Caderno Global Tech, 30/11/2009, Porto Alegre-RS.

¹⁷ Mais perto do Sol. *A Tribuna*. Caderno Ciência, 14/12/2009, Santos-SP, p. C4-C5

¹⁸ Nova fase para energia solar. *Diário do Nordeste*, 9/12/2009, Fortaleza-CE, p. 10.



negócios para verificar a viabilidade econômica da produção industrial dos equipamentos desenvolvidos. Neste caso, a Universidade novamente avançou sobre um terreno que seria do setor empresarial.

Com apoio do Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação, por meio da Finep, da Eletrosul e do grupo CEEE, a PUCRS contratou uma empresa de consultoria que, em conjunto com os coordenadores do NT-Solar, elaboraram o plano de negócios. Com a simulação da implantação e operação de uma fábrica de células e módulos fotovoltaicos por dez anos no Brasil, verificou-se que é viável economicamente produzir estes equipamentos no país com a tecnologia desenvolvida. No entanto, duas dificuldades foram observadas.

A primeira seria a concorrência internacional com produtos importados, pois as indústrias na China estão atingindo escalas de produção muito grandes, maiores que 1000 MW ao ano e, somado aos avanços tecnológicos, o preço vem caindo anualmente. Segundo, a ausência de um mercado estabelecido no Brasil com demanda necessária para o estabelecimento de indústrias.

Uma característica importante deste tipo de indústria é que, para ser viável a produção, o empreendimento deverá basear-se em leis de incentivos existentes (Programa PADIS) e, desta maneira, serão investidos recursos de pesquisa e desenvolvimento no Brasil. Neste caso, o total de recursos investidos em P&D será maior que a soma dos impostos devidos, indicando uma forma diferente de analisar novos empreendimentos. Desta forma, haveria no país empresas que fecha-

riam o ciclo de pesquisa & desenvolvimento & inovação & produção, como esquematizado na Figura 8.

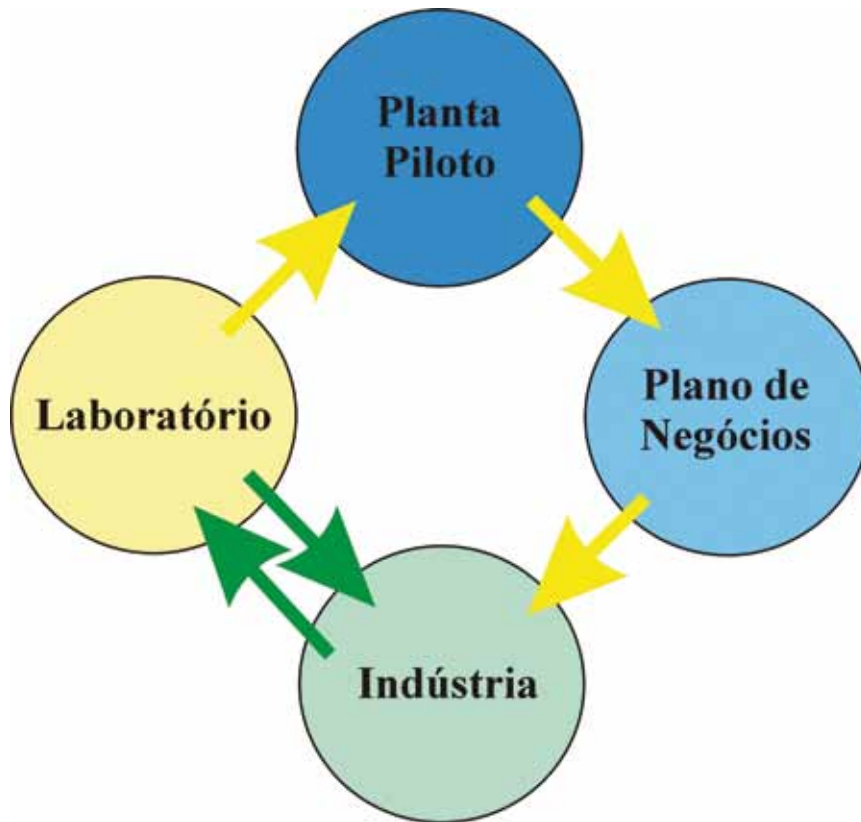


Figura 8 – Indústrias de células solares e módulos fotovoltaicos instaladas no Brasil devem fechar o ciclo, reinvestindo em pesquisa, desenvolvimento e inovação

Fonte: Elaboração própria

6. SUGESTÕES PARA INCENTIVAR A CADEIA DA ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

Antes de apresentar sugestões, é interessante revisar pelos menos os últimos anos de reuniões, simpósios e estudos realizados no Brasil, para propor ações para desenvolvimento da energia solar fotovoltaica no país.

Em 2004 e 2005, durante o I e o II Simpósio Nacional de Energia Solar Fotovoltaica, realizados na PUCRS, Porto Alegre, e no Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL), Rio de Janeiro, respectivamente,



com especialistas de universidades, de companhias de energia elétrica, de órgãos governamentais e de empresas do setor, chegou-se às seguintes conclusões sobre o que fazer para desenvolver a energia solar fotovoltaica: *i*) integração dos diferentes grupos de pesquisa por meio de rede de pesquisa, abrangendo ciência, tecnologia, desenvolvimento e aplicações; *ii*) elaboração de uma proposta de política pública integrada nas áreas tecnológica e industrial, envolvendo os Ministérios de Minas e Energia, da Ciência e Tecnologia e do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior (MDIC); *iii*) apoio a operações piloto de produção de células solares e módulos fotovoltaicos e silício grau solar; *iv*) incentivo para o desenvolvimento dos componentes dos sistemas fotovoltaicos com tecnologia nacional; *v*) criação de uma linha de crédito para o consumidor final adquirir sistemas fotovoltaicos; *vi*) programa de incentivos fiscais para consumidores que desejem instalar sistemas fotovoltaicos interligados à rede; *vii*) programas de incentivos para o estabelecimento de indústrias nacionais.^{19 20}

Em 2009, o Centro de Gestão e Estudos Estratégicos (CGEE), com a colaboração da Agência Brasileira de Desenvolvimento Industrial (ABDI), dos Ministérios da Ciência, Tecnologia e Inovação, de Minas e Energia, do Meio Ambiente e do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior, de instituições científicas e tecnológicas e de empresas do ramo, preparou o documento “Energia solar fotovoltaica no Brasil: subsídios para tomada de decisão”.²¹ Foram apresentadas 16 recomendações, sendo que as principais para curto prazo foram: elaborar e financiar programa de P&D&I que possibilite ganhos de competitividade, modernizar laboratórios e estabelecer processos piloto, regulamentar a conexão de sistemas fotovoltaicos à rede elétrica, incentivar a geração

¹⁹ ZANESCO, I. MOEHLECKE, A. Primeiro Simpósio Nacional de Energia Solar Fotovoltaica reúne pesquisadores para debater os rumos desta tecnologia no país. *CRESESB Informe*, n. 9, nov. 2004, p. 10-11. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/periodicos/informe9.pdf>.

²⁰ PATRÍCIO, M. II SNESF discute propostas para expandir o uso da energia solar fotovoltaica no Brasil. *CRESESB Informe*, n. 10, setembro de 2005, p. 12-13. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/periodicos/informe10.pdf>.

²¹ Centro de Gestão e Estudos Estratégicos – CGEE. *Energia solar fotovoltaica no Brasil: subsídios para tomada de decisão*. Série Documentos Técnicos, 2-10, 2010, 42 p. Disponível em: http://www.cgее.org.br/publicacoes/documentos_tecnicos.php.



fotovoltaica distribuída conectada à rede elétrica, inserir o tema energias renováveis na Política de Desenvolvimento Produtivo, elaborar uma política industrial para o estabelecimento de indústrias de células solares, de módulos fotovoltaicos, de silício grau solar e eletrônico, bem como de equipamentos para sistemas fotovoltaicos.

O Grupo de Trabalho em Sistemas Fotovoltaicos – GT-GDSF, estabelecido pelo MME, em 2010, finalizou um relatório,²² do qual se podem destacar algumas das considerações e recomendações: *i*) para o desenvolvimento sustentável da tecnologia solar fotovoltaica é necessário consolidar uma cadeia produtiva pautada por ações de estímulo ao mercado e implantação de indústrias; *ii*) há vantagens na aplicação de sistemas fotovoltaicos para sistemas de pequeno porte, com produção próxima à carga, o que evita custos de transporte e de distribuição; *iii*) não há ainda no Brasil uma estrutura industrial favorável para a sua inserção, devido ao seu alto custo e à falta de uma cadeia produtiva consolidada; *iv*) as perspectivas de diminuição de custos em médio prazo indicam a necessidade de ações de preparação de uma base técnica e regulatória para atender às possibilidades de inserção desta tecnologia; *v*) a preparação de uma política de incentivo pautada no desenvolvimento tecnológico poderá promover a cadeia produtiva; *vi*) MME e MDIC deveriam promover uma estratégia de fomento à instalação de indústrias no Brasil por meio de incentivos fiscais e tributários; *vii*) não se considerou adequada a determinação de um índice de nacionalização como estímulo à indústria nacional, tendo em vista experiências do passado e *viii*) destacou-se a necessidade da promoção de um projeto piloto de pesquisa e desenvolvimento com a instalação, operação e acompanhamento desses sistemas conectados à rede em um conjunto de residências.

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) avançou no se que refere a geração distribuída, sendo que os trabalhos com a participação de público externo se iniciaram com a Consulta Pública ANEEL n.º

²² Relatório do Grupo de Trabalho em Sistemas Fotovoltaicos – GT-GDSF / Ministério de Minas e Energia – MME, Portaria n.º 36, de 26 de novembro de 2008. Estudo e propostas de utilização de geração fotovoltaica conectada à rede, em particular em edificações urbanas, 2009, 222 p.



15/2010, para “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”. Complementando esta ação, houve a Audiência Pública 042/2011 em 6 de outubro de 2011, buscando reduzir as barreiras para a instalação de micro e minigeração distribuída a partir de sistemas fotovoltaicos.^{23 24} Assim, em 2012 certamente teremos publicada uma norma para sistemas conectados à rede em baixa tensão. Em agosto de 2011, a Aneel apresentou a Chamada Pública 013/2011 com o projeto estratégico “Arranjos Técnicos e Comerciais para Inserção da Geração Solar Fotovoltaica na Matriz Energética Brasileira”, visando à instalação de usinas fotovoltaicas de 0,5 MW a 3 MW.²⁵ Cabe comentar que um projeto estratégico “compreende pesquisas e desenvolvimentos que coordenem e integrem a geração de novo conhecimento tecnológico em subtema de grande relevância para o setor elétrico brasileiro, exigindo um esforço conjunto e coordenado de várias empresas de energia elétrica e entidades”. Assim, a agência demonstrou o interesse na nova forma de produção de energia elétrica, envolvendo as concessionárias, pois elas poderão usar seus recursos de P&D para instalar e analisar as centrais fotovoltaicas.

No segundo semestre de 2010, a Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica (ABINEE) deu os primeiros passos para a formação do Grupo Setorial de Sistemas Fotovoltaicos, que se formalizou no início de 2011. Atualmente com mais de cinquenta empresas, vem trabalhando em proposições do setor industrial para o estabelecimento de um programa que possa formar o mercado e a implantação de indústrias neste setor no Brasil.

²³ ANEEL – Consulta Pública 015/2010. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/consulta_publica/consulta.cfm?ano=2010&idArea=14.

²⁴ ANEEL – Audiência Pública 042/2011. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/dspListaDetalhe.cfm?attAnoAud=2011&attIdeFasAud=562&id_area=13&attAnoFasAud=2011.

²⁵ ANEEL – Chamada nº 013/2011, Projeto Estratégico: “Arranjos Técnicos e Comerciais para Inserção da Geração Solar Fotovoltaica na Matriz Energética Brasileira”, Superintendência de Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética, Brasília, agosto de 2011, 14 p. Disponível em: www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/PeD_2011-ChamadaPE13-2011.pdf.



O que poderia ser sugerido para o desenvolvimento da energia solar fotovoltaica no Brasil? Primeiro, vale comentar que não serve para o Brasil simplesmente criar leis de incentivos similares às da Alemanha ou Espanha, pois nossa matriz elétrica é predominantemente renovável e não há um parque industrial capaz de suprir a demanda de equipamentos. Assim, neste primeiro momento, a contribuição para “limpar” a matriz energética seria pequena e empregos seriam gerados fora do país, pois todos os equipamentos seriam importados, inviabilizando o nascimento de indústrias nacionais para este setor. No entanto, sem um mercado, não haverá investidores interessados em estabelecer indústrias de células e módulos fotovoltaicos. Ações governamentais poderiam resolver este impasse.

Considerando que já há isenções fiscais para a implantação de indústrias que invistam em pesquisa e desenvolvimento no Brasil e que as células e módulos fotovoltaicos são isentos do ICMS em muitos estados brasileiros, uma forma de incentivar a implantação de fábricas seria por meio de um programa de financiamento com linhas específicas e com a possibilidade de inclusão de capital de risco. Fontes de financiamento com carência e pagamento de longo prazo podem viabilizar a formação de novas empresas, que poderiam ter preços de venda não muito diferentes dos praticados pelas grandes indústrias internacionais, pois a expectativa de risco seria reduzida e, deste modo, poderiam ser considerados, por exemplo, nos cálculos econômicos, taxas de atratividade da ordem de 15%. Em relação ao capital de risco, poderiam ser criadas linhas de crédito específicas visando ao estabelecimento de novas empresas de base tecnológica, muitas delas que poderiam ser *spin-offs* de universidades. Mas, neste caso, cabe lembrar que empreendimentos na área de energia solar fotovoltaica são intensivos em capital e deveriam ser criados mecanismos específicos para o financiamento, pois as empresas nascentes não terão condições de apresentar garantias condizentes com os valores exigidos pelos bancos de fomento. Uma indústria de células solares e módulos fotovoltaicos de tamanho mínimo necessitaria da ordem de 100 milhões de reais! De uma forma geral, sem fontes de capital de risco, nenhuma nova empresa de base tecnológica em energias renováveis surgirá. Simples montadoras de módulos fotovoltaicos não



podem usufruir das isenções antes comentadas e terão dificuldade para competir com empresas internacionais sem investir em P&D.

Considerando que teríamos no Brasil empresas que investiriam em pesquisa e desenvolvimento na área de energia solar fotovoltaica, com as isenções existentes e as linhas de financiamento e capital de risco, poderia se estabelecer um mercado competitivo para uma produção da ordem de 100 MW anuais. Para grandes empresas internacionais este é um valor pequeno, mas suficiente para as empresas nacionais iniciarem suas atividades e se prepararem, com pesquisa, desenvolvimento e inovação, para a corrida internacional de redução dos custos na eletricidade obtida da energia solar.

Se o Brasil considerar estratégica a participação no mercado de energia solar fotovoltaica em sua fase de crescimento acelerado, é necessária a curva de aprendizagem, e talvez tenha chegado a hora de se iniciar este processo. O problema é quem tomará a decisão!

Sem uma política clara de apoio às indústrias de células e módulos FV que invistam em P&D no Brasil, será muito difícil competir com grandes empresas internacionais. Por exemplo, se a Política de Desenvolvimento Produtivo prevê o acionamento de instrumentos de incentivo tais como linhas de crédito e financiamento e captação de capital de risco bem como o uso do poder de compra do Estado por empresas da administração direta e de empresas estatais, a inclusão da cadeia produtiva de energia solar fotovoltaica poderia facilitar este processo por meio das atuais fontes de financiamento tais como BNDES e Finep. Ações coordenadas para um programa de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica em baixa tensão, com índice de nacionalização progressivo anualmente, regulamentação desburocratizada e ágil e com incentivos econômicos e políticos para a implantação de indústrias de células solares e módulos fotovoltaicos com tecnologia nacional, são estratégicas.

Em resumo, há necessidade de se promover um mercado mínimo para a produção em escala maior que 30 MW anuais e o estabelecimento de formas de financiamento viáveis para empreendedores na área de fabricação de células e módulos fotovoltaicos.



5. O PRODUTO BIOGÁS: REFLEXÕES SOBRE SUA ECONOMIA

Cícero Bley Jr.

Superintendente de Energias Renováveis da Itaipu Binacional

1. INTRODUÇÃO

Estamos diante da oportunidade de obter combustível em escala industrial a partir da transformação de milhões de toneladas de resíduos agropecuários e agroindustriais, de lixo orgânico e de esgotos urbanos. Trata-se do biogás¹, produto obtido no processo anaeróbico de decomposição da matéria orgânica, que pode ser aplicado para gerar energia elétrica, térmica e veicular. As biomassas dos resíduos que originam o biogás são excessos da produção e desperdícios que ao serem jogados fora produzem significativos impactos ambientais nas águas e atmosfera. Sua produção implica, necessariamente, um processo de tratamento sanitário, o que faz com que esta fonte de energia seja considerada uma das mais sustentáveis entre as renováveis. Para se obter biogás não são exigidas grandes obras e investimentos, não são ocupadas terras destinadas à agricultura nem comprometidos os recursos naturais.

Como produto, o biogás gera em torno de si uma economia que sustenta serviços técnicos com várias finalidades, comércio de insumos, processos e suprimentos e uma diversificada indústria de base.

¹ BIOGÁS: Composto gasoso, constituído em média por 59% de gás metano (CH₄), 40% de gás carbônico (CO₂) e 1% de gases-traço, entre eles o gás sulfídrico (H₂S), resultante da degradação anaeróbia (ausência de oxigênio) da matéria orgânica, por colônias mistas de microorganismos. É considerado um recurso renovável.



A maior parte das atividades aquecidas com a economia do biogás é de natureza local e regional, ou seja, aquece-se uma economia descentralizada a partir do potencial energético local.

O que viabilizou o biogás como fonte renovável de energia foi a regulamentação do sistema de Geração Distribuída² (GD), introduzido no Brasil pelo Decreto nº 5.163/04 e normatizado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) em dezembro de 2009, após a agência ter aberto uma Chamada Pública para discutir e receber contribuições com a finalidade de introduzir modificações no Programa de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST). A mudança no PRODIST permitiu a pequenas unidades geradoras de energia elétrica conectarem-se à rede de distribuição para venderem energia ao Sistema Nacional, o que ampliou enormemente as possibilidades de conexão. Se antes era possível conectar pequenos geradores apenas no Sistema de Transmissão (cem mil quilômetros de rede no Brasil), com a GD as pequenas unidades geradoras passam a contar com aproximadamente 4,5 milhões de quilômetros de linhas de distribuição. Ou seja, 45 vezes mais disponibilidade de linhas de conexão, sempre localizadas nos centros de carga (demanda de energia).

Produção do biogás

A produção de biogás ocorre colocando-se resíduos orgânicos, ou biomassa residual, em um biodigestor, em cujo interior e na ausência absoluta de oxigênio, uma colônia mista de microorganismos previamente inoculada degrada esta biomassa residual, atacando seus sólidos voláteis (degradáveis). Além da produção do biogás, o processo reduz a carga orgânica poluente dos resíduos e dá origem a outro produto: o digestato, com características biofertilizantes.

Esta é a linha de base, ou o fragmento estrutural básico da economia do biogás, que se constitui, portanto, no tratamento sanitário por

² GERAÇÃO DISTRIBUÍDA: Modo de geração de energia elétrica conectada em sincronia com a rede de distribuição, que viabiliza a geração por microcentrais, possibilitando a descentralização do sistema. A geração distribuída pode servir para qualquer fonte renovável de energia elétrica, como eólica, solar, hídrica, geotérmica e no caso da geração de biogás, além dos efeitos energéticos, ainda produz efeitos ambientais, econômicos e sociais.



biodigestão anaeróbica³ de qualquer resíduo, ou biomassa residual em estado líquido ou pastoso, que são resíduos e efluentes orgânicos, industriais, dejetos da produção de animais e resíduos sólidos provenientes do beneficiamento da produção agrícola ou mesmo de lavouras especificamente plantadas para fins energéticos.

Viável em sistemas de Geração Distribuída (GD) (descentralizada) de energia, o biogás firma-se como um produto estratégico na matriz energética brasileira.

Formas de uso

O biogás é um produto extremamente versátil como fonte renovável de energia. Pode ser obtido em ampla gama de escalas de produção, desde menos de 1 megawatt (MW) até 10 a 15 MW, que equivale a uma pequena central hidrelétrica (PCH). É possível reunir o biogás produzido em todas essas escalas em uma só unidade de conversão em energia, através de gasodutos rurais. Este dispositivo é particularmente importante quando se trata de reunir a produção de biogás e pequenas propriedades de agricultura familiar em um determinado território ou em assentamentos rurais que contam com uma pequena escala de produção que não habilitaria estas propriedades para gerar energia. Os condomínios rurais de agroenergia, constituídos por produtores, unidades coletivas, agroindustriais e outras geradoras de biomassa de resíduos, viabilizam juntos escalas de geração de energia bastante significativas.

Aplicações

Em termos de aplicações, ou das possibilidades de uso do biogás, depara-se novamente com a versatilidade do produto. Ele serve para gerar energia elétrica, térmica, veicular, ou todas ao mesmo tempo,

³ BIODIGESTÃO ANAERÓBICA: consiste em submeter um volume diário de biomassa residual em estado líquido ou pastoso no interior de dispositivos de engenharia sanitária, conhecidos como biodigestores, durante um determinado tempo de retenção hidráulica, sob condições ideais de temperatura e agitação. Neste dispositivo, em ausência total de oxigênio, atuam colônias mistas de microorganismos, que encontram condições ideais para proliferar, alimentando-se dos sólidos voláteis solúveis na biomassa em tratamento, o que provoca a degradação da matéria orgânica.



porque é possível também armazená-lo em gasômetros ou séries de-les. Hoje, gasodutos podem levar o biogás produzido em pequenas propriedades, agroindústrias ou estações de tratamento de esgoto, até microcentrais termelétricas, onde este é processado para gerar energia elétrica – que pode ser disponibilizada diretamente na rede de distribuição – ou para a geração de energia térmica, que serve à secagem de grãos e ao aquecimento de instalações rurais, como aviários e granjas de suínos, ou para o aquecimento de caldeiras nas mais diversas indústrias. Os ganhos com a obtenção de biofertilizantes de alta qualidade no processo de biodigestão da matéria orgânica, com a conversão do biogás em combustível veicular ou com a comercialização de créditos de carbono obtidos com a redução dos gases de efeito estufa enviados à atmosfera, são vantagens econômicas adicionais que fazem com que o produto venha ganhando um espaço crescente na matriz energética brasileira.

Concretização da economia (Cadeia de Suprimentos do Biogás)

Desde junho de 2008, seis projetos geradores de energia elétrica com biogás e saneamento ambiental localizados no oeste do Paraná vêm executando o estabelecido em contratos de compra de energia com a Companhia Paranaense de Energia Elétrica (COPEL). Todas geram energia elétrica com o biogás produzido a partir de seus respectivos resíduos orgânicos canalizados para biodigestores. O biogás produzido é canalizado para casas de máquinas a fim de promoverem o acionamento de motores ciclos OTTO e Diesel que movimentam geradores de energia elétrica. Um painel de comando sincroniza a energia produzida com a rede de distribuição local e registra a quantidade produzida. Esta energia é usada para a eficiência energética das atividades, ou para o seu autoabastecimento, e o excedente, por estar o gerador conectado à rede, é vendido à concessionária distribuidora.

Um caso para estudo: Granja Colombari

Assistido por técnicos da Plataforma Itaipu de Energias Renováveis, o produtor rural José Carlos Colombari, de São Miguel do Iguaçu, Paraná, foi o primeiro produtor rural do Brasil a vender energia elétrica no sistema de geração distribuída. Ele disponibiliza, em média,



29 megawatts-hora (MWh) por mês de energia elétrica para venda à Copel. Esta energia é gerada a partir de 1.000 metros cúbicos (m³) diários de biogás produzidos com os dejetos dos cinco mil suínos que regularmente confina em sua granja. Ao preço de R\$ 135,55 o megawatt (MW), equivalente ao valor de referência do setor elétrico, e sem nenhum subsídio, Colombari e sua família obtêm uma renda extra de R\$ 2.550 por mês.

O produtor rural também intensificou o uso de eletricidade em sua propriedade, aplicando a energia em motores, bombas de recalque e moinhos. A economia obtida com a produção energética é da ordem de R\$ 8.200 mensais. Este valor, adicionado ao que é comercializado para a Copel, resulta em uma economia de R\$ 10.750 reais mensais, ou R\$ 129.000 anuais.

O biogás usado como combustível na Granja Colombari corresponde a duas mil toneladas equivalentes de gás carbônico por ano. O biofertilizante, fonte de nitrogênio, fósforo e potássio, usado para a fertilização orgânica dos solos de pastagens e lavouras da granja, determina, ainda, aumento considerável da produtividade destas atividades. “Hoje eu sou um produtor de energia com inscrição na Aneel. Tudo o que antes era resíduo se transformou em negócio na minha propriedade”, celebra Colombari.

Com estas reflexões, procura-se evidenciar alguns dos contornos econômicos que ocorrem em torno do biogás e que permitem entendê-lo como um produto como tantos outros, assim como o ovo, o leite, a carne, o milho, o etanol e outros. Pretende-se mostrar também o absurdo de o biogás, com todo o potencial econômico direto e indireto que representa, ser sistematicamente jogado fora. Contido na biomassa dos resíduos orgânicos urbanos, como o lixo e os esgotos domésticos e efluentes industriais, ou nos resíduos rurais, como os dejetos animais, os sólidos de diversas origens na produção e na agroindústria representam sérios impactos ambientais tanto em relação à poluição hídrica como à atmosférica. Talvez por isso, por estar associado ao lixo, aos restos, ao poluente descartável, o real valor econômico do biogás passe despercebido.



Na produção, uma matéria-prima passa por um ou mais processos de transformação para ganhar qualidade ou intensificá-la e tornar-se um produto para ser consumido. Com o biogás dá-se o mesmo. Os resíduos e efluentes orgânicos submetidos a um determinado tratamento sanitário – a biodigestão anaeróbica – em condições específicas, geram dois produtos, um líquido, efluente do processo, e outro gasoso, o biogás.

Como todo produto, o biogás também constitui e sustenta uma cadeia de demandas e suprimentos relativamente complexa, ou seja, o biogás é centro gerador e mantenedor de economias que se constituem em seu entorno. A produção de biogás demanda, consome e gera resultados econômicos e, como ela se encontra pulverizada nos ambientes rurais, favorecê-la significa também distribuir localmente os resultados econômicos produzidos por esta economia. São resultados diretos, como a geração das energias elétrica, térmica e automotiva, com a redução de emissões de gases do efeito estufa (GEE) e por isso com a obtenção de créditos de carbono, e também resultados econômicos indiretos, como as demandas por serviços de planejamento, implantação, operação e manutenção dos processos que produzem o biogás e as energias que com ele podem ser geradas. Vale sempre lembrar que a obtenção do biogás é indissociável da produção de biofertilizante.

Releva notar que existe farta disponibilidade de referências em dados e informações técnico-científicas feitas pela pesquisa mundial e brasileira sobre biofertilizante e biogás, assim como já se encontra publicada a legislação pertinente. Como este trabalho pretende somente chamar a atenção sobre os aspectos econômicos do biogás, dele não constarão essas referências.

2. CONTEXTUALIZAÇÃO

2.1 O Biogás no Presente

Em vários momentos da história recente ocorreram iniciativas para produzir e usar o biogás. Nos anos 1970 chegou a integrar o modelo da “revolução verde”, paradigma da atual economia mundial da produção de alimentos; mas, ao contrário das outras tecnologias desse



modelo, ele não prosperou. Passaram-se trinta anos sem que o biogás integrasse os sistemas produtivos, ainda que fazendo parte deles como subproduto produzido. E isso em larga escala. Mesmo com as mais recentes iniciativas motivadas pelo Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL), proposto pelo Protocolo de Kyoto, os projetos foram concebidos de forma a simplesmente queimar o biogás sem nenhum aproveitamento energético, o que evidentemente reduz a linha de base dos projetos, facilitando sua aprovação e seu monitoramento, porém impondo um desperdício injustificável para a atividade submetida a estas condições. Conclui-se que nos dias atuais o valor econômico do biogás é simplesmente desperdiçado, queimado, ou, ainda pior, emitido para a atmosfera na forma bruta onde, com um poder destruidor 21 vezes maior do que o do gás carbônico (CO₂) para destruir a camada de ozônio, pode resultar em sérias consequências para o aquecimento global e as mudanças climáticas.

Os setores do agronegócio e da agroindústria teriam uma equação econômica mais próxima da sustentabilidade se encontrassem formas de renda para fazer frente à cobertura dos custos de investimentos e despesas de manutenção dos seus serviços ambientais. Da forma como estão estruturados economicamente os negócios e da forma como são exigidos por leis ambientais atualmente, esses serviços pesam de maneira significativa na estrutura econômica, já que se trata de passivos, ou seja, são economicamente neutros, não geram rendas.

Produzindo o biogás como uma contrapartida aos custos e despesas hoje necessárias à manutenção dos serviços ambientais e sanitários e aproveitando-o como um produto com valor econômico, gerador de um dos insumos mais importantes de suas estruturas de custos, a energia, esses setores poderiam encontrar possibilidades reais de gerar renda e com isto cobrir seus custos ambientais.

2.2 O Biogás no Futuro

A ciência tem estudado intensamente os gases e proposto uma nova matriz energética com predominância de fontes renováveis de energia, para atenuar os efeitos danosos dos combustíveis fósseis. O pesquisador inglês Robert Hefner III, na publicação *A Era dos Gases*



(2006), demonstrou como a matriz energética mundial vem evoluindo desde a predominância dos combustíveis sólidos (biomassa da madeira), passando pela era atual dos combustíveis líquidos (derivados do petróleo) e já enxergando a era dos gases, que terá seu apogeu em um mundo movido a hidrogênio (H), o mais puro vetor de energia conhecido.

Nesta modelagem, Hefner III avaliou como os padrões de combustíveis variaram e ainda variarão na matriz energética ao longo de trezentos anos de história, de 1850 até 2150, identificando em seus períodos clássicos a revolução industrial, a economia pós-moderna, a economia do século 21, e finalmente chegando à economia do hidrogênio. Demonstrou como a humanidade utilizou e desenvolveu seus combustíveis em cada período e os foi substituindo diante de fatores determinantes como escassez, efeitos negativos imprevisíveis, impactos ambientais, desempenho econômico e outros. No estudo da tendência do uso dos gases até o seu ponto culminante, o hidrogênio demonstrou também que uma etapa não pode ser ignorada, ou negligenciada: a passagem pela intensa utilização do metano (CH₄), que compõe o biogás. O metano está na rota do hidrogênio. Será necessário desenvolver e aprimorar suas aplicações, como se fosse um estágio preliminar ou precursor da economia do hidrogênio.

As civilizações orientais conhecem o biogás há muito tempo. O imaginário popular o associa à podridão, aos esgotos, aos pântanos, à degradação; enfim, o biogás ficou relacionado com aspectos escatológicos, naturais e construídos. Talvez por isso, o produto seja associado ao passado e, conseqüentemente, tenha tido o seu valor e importância econômica minimizados. No entanto, como proposto por Hefner III, para evoluir no uso dos gases, a humanidade terá que dominar o metano, sendo inevitável estabelecer que este gás está ligado ao futuro e não ao passado, ainda que o biogás e seus componentes façam parte do ciclo biogeoquímico do carbono, que é o mais antigo, o maior e o mais importante ciclo do metabolismo da Terra. Há de se considerar, inclusive, que o metano é portador do próprio hidrogênio. Duas moléculas de H para uma de carbono (C).



O estudo mencionado revela ainda que a Era dos Gases deverá determinar que a humanidade deixe para trás uma forma de crescimento econômico não sustentável, centralizado, de capital intensivo e ineficiente energeticamente, e vá, de forma gradativa, encontrando um modelo de crescimento descentralizado, desenvolvido tecnologicamente e altamente eficiente no aproveitamento energético. Esse novo modelo preconizado por Hefner III traz o biogás novamente ao cenário das energias renováveis estratégicas e define o que é preciso fazer para que isto aconteça, ou seja, as mudanças regulatórias necessárias, como a do conceito de GD – necessário para descentralizar a geração de energia – e o urgente reconhecimento do biogás como produto com valor econômico a ser considerado.

Com a GD abre-se uma nova perspectiva energética também para o fornecimento de energia elétrica e térmica geradas com biogás. Trata-se da possibilidade de economias eletrointensivas – como secagem de grãos, olarias, cimenteiras, porcelanatos, britadeiras e demais industrializações de produtos minerais, assim como frigoríficos, amoníacas e outras ligadas a agroindústrias – encontrarem no biogás possibilidades reais de obterem energia elétrica sob medida, específica para seus altos consumos. Também se revelam possíveis os casos de autoabastecimento feitos com geradores a diesel, como em uso na hotelaria em geral, para vencer os horários de ponta.

2.3 A Itaipu Binacional e o Biogás

Monitorando a qualidade das águas dos rios tributários do Reservatório de Itaipu, a empresa tem registrado índices hipereutróficos das águas, determinados pelo aporte de sedimentos orgânicos e fertilizantes químicos originados de biomassa de resíduos das operações com animais estabulados e da erosão dos solos do território hidrográfico diretamente influente, a Bacia Hidrográfica Paraná III. Consta de levantamentos recentes da biomassa residual neste território que ali são criados 1,5 milhão de suínos em 1.250 granjas, sendo que destas somente 280 tratam de dejetos com biodigestores. Agrava ainda esta situação a criação de cerca de 500 mil vacas leiteiras e 40 milhões de aves.



A eutrofização produz um crescimento descontrolado de algas macrófitas flutuantes e fixas, que em sua dinâmica sucessória acabam produzindo restos orgânicos que se depositam no fundo do reservatório, e ali, em ambiente anaeróbico, começam a produzir boinas que ganham a superfície e dali desprendem-se para o ar. Os rios tributários, com água bruta de boa qualidade, tornam-se assim emissores de gases do efeito estufa.

Por este fato a Itaipu, através de sua Coordenadoria de Energias Renováveis, elegeu o biogás como prioridade em termos de energias renováveis, procurando oferecer às atividades geradoras uma perspectiva de valorização econômica da biomassa residual e com isto estabelecer oportunidade de retirá-la do ambiente. Para demonstrar esta possibilidade em escala real a empresa estimulou a implantação de seis unidades de demonstração, que já estão produzindo energia com boinas, e oficialmente vendendo os excedentes à concessionária estadual Copel, com autorização da Aneel.

3. A ECONOMIA DO BIOGÁS

Como um produto, o biogás constitui um centro gerador de economia. Provoca demandas e é consumidor de uma cadeia significativa de suprimentos, enquanto apresenta resultados econômicos concretos, palpáveis na forma de energias, créditos de carbono e eficiência energética, que constituem receitas na economia do biogás.

As demandas desta economia – como projetos, licenciamento ambiental, regulação, capacitação técnica e outros – constituem pré-requisitos para que a geração de biogás possa se implantar. Os suprimentos – como motores, geradores, controles, biodigestores, filtros, tubulações e uma infinidade de outras peças, componentes e processos de origem industrial, que movimentam o comércio e serviços especializados, são elementos essenciais para que os processos se instalem e operem.

Os resultados econômicos que advêm da instalação da economia do biogás são os diretos – como as energias elétrica, térmica e automotiva, aplicadas para autoconsumo e para venda de excedentes – e indiretos, como a obtenção de créditos de carbono (MDL) por redução de



emissões de GEE, a adequação ambiental da atividade pela redução de cargas orgânicas poluentes e a sua eficiência energética.

3.1 Energias do Biogás

Entende-se por conversão energética o processo que transforma um tipo de energia em outro. O biogás apresenta grande versatilidade como fonte energética renovável, pois a sua energia química pode ser:

- convertida em energia mecânica por processos de combustão controlada, em motores estacionários que por sua vez movem geradores e estes promovem a conversão direta em energia elétrica;
- utilizada para a cogeração de energia térmica, aplicada à geração de água quente e vapor gerados com as altas temperaturas do motor;
- queimada como fonte de energia térmica em caldeiras;
- aplicada como combustível – gás veicular (purificado) – em motores automotivos e estacionários.
- Começam a surgir também novas aplicações, como a reforma do biogás para a obtenção de hidrogênio e o uso deste para carregar as células combustíveis.⁴

a) Energia elétrica

A geração de energia elétrica tendo o biogás como fonte é realizada através do uso deste para a alimentação de grupos motogeradores. São possíveis duas finalidades para a energia elétrica gerada. A primeira e melhor remunerada será sempre o uso da energia para autoabastecimento. Nesse caso, surgem os resultados diretos na eficiência energética da atividade e na possibilidade de se intensificar o uso da eletricidade para a realização de novos trabalhos essenciais para o

⁴ REFORMA DO METANO: Consiste na conversão do Metano (e outros hidrocarbonetos) em Hidrogênio e Monóxido de Carbono, sendo o processo mais comum o da reação de vapor sobre um catalisador em níquel. O processo visa à produção de Hidrogênio para alimentar células combustíveis. Pedro, C.E.G. and V. Putsche. Survey of the Economics of Hydrogen Technologies. National Renewable Energy Laboratory. September, 1999.



aumento da produtividade e para a sustentação econômica da atividade, já que é gerada por e pela própria atividade.

A segunda finalidade seria a venda do excedente da energia ou da sobra após o autoabastecimento, viabilizada pela conexão do gerador em paralelo a uma rede de distribuição. Na atualidade, para a conexão em rede a potência máxima permitida é de até 300 quilowatts (KW), com Sistema de Medição de Faturamento (SMF) – padrão da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), através de medidor de quatro quadrantes. Para o autoabastecimento não há limites de potência, sendo esta a mais vantajosa condição de retorno econômico pela energia gerada.

A venda dos excedentes de energia elétrica pode ser realizada por meio de contratos com concessionárias distribuidoras, através de Chamadas Públicas reguladas pelas instruções normativas da Aneel. Recentemente ocorreram mudanças significativas nesta regulação. As Resoluções Normativas 390/2009 e 395/2009 da agência, que fixaram mudanças de critérios aos procedimentos de distribuição do PRODIST, permitiram que a energia elétrica em GD gerada com biogás e saneamento ambiental, por geradores de pequeno porte, menores do que 1 MW e em baixa tensão, possa ser conectada em redes de distribuição. O potencial desta energia pode ser avaliado na Tabela 1.

**Tabela 1. Produção Potencial de Biogás no agronegócio brasileiro em 2006**

Categoria Animal	Produção potencial de biogás (milhões de m ³)											
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Frangos	158,7	139,2	152,2	126,6	142,3	141,0	155,6	160,3	151,2	159,0	151,5	161,2
Leitões	24,2	22,0	25,1	23,7	24,4	24,0	24,6	24,7	22,9	23,9	23,5	24,7
Suínos adultos	58,0	55,9	62,6	65,0	67,9	65,4	67,9	67,2	65,9	67,8	63,9	66,6
Vacas produzindo	362,8	327,7	362,8	351,1	362,8	351,1	362,8	362,8	351,1	362,8	351,1	362,8
Bovinos abatidos	40,9	33,1	44,2	37,1	46,2	43,5	44,3	47,5	43,3	45,9	42,5	44,8
Bovinos estabulados	79,1	71,5	79,1	76,6	79,1	76,6	79,1	79,1	76,6	79,1	76,6	79,1
TOTAL	723,8	649,4	726,1	680,1	722,7	701,7	734,3	741,6	711,0	738,6	709,1	739,4
Total Anual: 8.577,8 milhões de m³	Média Mensal: 714,8 milhões de m ³											

Fontes: SIDRA/IBGE, 2006. ⁵ Plantel abatido (bovinos, suínos e aves) em estabelecimentos inspecionados, vacas leiteiras e bovinos estabulados.

Interessante registrar que, no Brasil, as redes de distribuição somam cerca de 4,5 milhões de quilômetros. Antes das modificações do PRODIST, o máximo permitido para geradores de energia descentralizados, como as Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs), era a conexão em subestações das redes de transmissão, cuja extensão no Brasil é de cerca de 100 mil quilômetros.

A capilaridade das redes de distribuição, agora acessíveis devido à regulação da GD, praticamente assegura a possibilidade de geração de energia elétrica e de fornecê-la ao sistema, para as atividades produtoras de animais, atividades industriais ou de subsistência garantindo, assim, a comercialização desta energia, o que se constitui no passo fundamental para obter-se a dimensão econômica da energia do biogás.

Ao potencial de biogás produzido com os dejetos dos plantéis de animais abatidos no Brasil, conforme Tabela 1, foram aplicados os

⁵ SIDRA – Sistema IBGE de Recuperação Automática, que acessa o Bando de Dados Agregador do órgão.



coeficientes de geração de energia apresentados por Gaspar (2003). Com isto obteve-se que o volume médio de biogás desses plantéis pode produzir 1,1 terawatt/ hora (TWh) / mês de energia elétrica, confirmado pelos coeficientes enunciados por Lucas Jr. & Silva (2005).

Isto permite estimar que a geração potencial de energia elétrica do setor da produção de carnes está em torno de 1 TWh/mês, ou 12 TWh/ano. Ou, ainda, equivale a cerca de 2% do consumo médio brasileiro, estimado em 500 TWh/ano de energia elétrica. O valor desta geração pode ser obtido pelo valor de referência da energia elétrica produzida no Brasil, de R\$ 145,00/MWh, aplicado ao valor potencial da energia com biogás enunciado anteriormente, que totaliza R\$ 1,74 bilhões, por ano. Considerando que enquanto 2% do total da energia consumida no Brasil pode soar insignificante, o valor desta energia representa a perda de mais de R\$ 1,7 bilhão por ano, perdidos do setor da produção, na forma de energia elétrica.

b) Energia térmica

A conversão do biogás em energia térmica pode ser feita de duas formas:

- por cogeração a partir da instalação de conversores de calor nos coletores de escape dos motores para pré-aquecimento da água da caldeira de geração de vapor; e
- pela utilização direta de biogás como combustível em caldeiras ou fornos substituindo a lenha, o bagaço de cana, o diesel ou outro combustível empregado.

Entre as aplicações da energia térmica produzida com biogás está a geração de água quente e/ou vapor para aquecimento de animais; o resfriamento obtido por dispositivos de troca de calor, para a refrigeração de produtos perecíveis; e o uso direto do biogás para queima em caldeiras e em processos que exijam aquecimento. Aplicar parte do biogás para gerar energia térmica pode substituir a lenha ou combustíveis fósseis utilizados em caldeiras.

O poder calorífico do biogás varia de 5000 a 7000 quilocalorias por metro cúbico (kcal/m³) (ou de 20,93 a 29,37 megajoule (MJ)). segundo Droste (1997); Jordão & Pessoa (1995); Van Haandel & Lettina, 1994;



Metcalf & Eddy (1991); Batista (1981) e Azevedo Netto (1961). Considerando o potencial anual de produção de biogás no Brasil (Tabela 1) igual a 8.577,8 milhões de metros cúbicos e considerando o poder calorífico do biogás de 20,93 MJ, chegamos a um potencial total de geração de energia térmica de 17.970 terajoule (TJ) por ano. Isto equivale a cerca de 14,5 milhões de toneladas de lenha ou cavaco de madeira.

c) Energia automotiva

O metano com alto poder combustível é resultante do biogás filtrado que, em termos de combustível automotivo, se comporta como o Gás Natural Veicular (GNV). Veículos de passeio ou de carga podem utilizá-lo quando adaptados com as mesmas tecnologias de conversão de motores a GNV. Esta pode se configurar em uma alternativa importante quando o biogás é produzido pela mesma cadeia de suprimentos que o utilizará, pela autonomia combustível e pela redução de custos que isto representa, por exemplo, uma linha de coleta diária de leite, ou uma linha de distribuição de rações.

Pela filtragem, separa-se o CH_4 do CO_2 , que funciona como antichama ou não combustível. É separado também o gás sulfídrico (H_2S), que é corrosivo e mesmo em pequenas quantidades produz a corrosão de peças essenciais dos motores. O Material Particulado (MP), ou pó, também é removido na filtragem. Assim, obtém-se o gás metano com alto teor de pureza, aumentando ao máximo o seu poder calorífico e, conseqüentemente, sua eficiência e possibilidades de aplicação.

Conforme citado anteriormente, o poder calorífico do biogás varia de 5.000 a 7.000 kcal/m³. Quando comparado ao potencial calorífico da gasolina, chegamos a um fator de equivalência energética de 0,60 litros de gasolina para cada metro cúbico de biogás (considerando o menor potencial calorífico para o biogás como sendo 5.000 kcal/m³). Para o diesel, este fator é de 0,55 litros de diesel para cada metro cúbico de biogás, e para o gás natural o fator de equivalência energética é de 0,53 m³ de gás natural para cada metro cúbico de biogás.

Quando se aplicam esses fatores aos dados de produção potencial de biogás no Brasil (Tabela 1) estima-se que, se todo o biogás disponível fosse convertido em combustível para veículos, isso representaria, em



um ano, cerca 5,15 bilhões de litros de gasolina, 4,72 bilhões de litros de diesel ou 4,5 bilhões de m³ de GNV.

3.2 Gasodutos Rurais para Transporte do Biogás

Certamente a geração do biogás por biodigestores instalados o mais próximo possível das microcentrais, a fim de que se possa utilizá-lo como combustível para gerar energia, é a situação locacional que apresenta melhor custo/benefício.

Porém nem sempre isto é possível e as unidades de geração muitas vezes ficam distanciadas das unidades de aplicação. Nestes casos, o biogás deverá ser transportado de um local para outro, o que implica a necessidade de se servir de um gasoduto para tal.

A solução através de gasodutos tem importância fundamental para produtores rurais que gerariam biogás em escala inviável economicamente, como acontece com a agricultura familiar, em assentamentos, e mesmo para integrações cooperativadas, com propriedades distribuídas em espaços relativamente próximos ou concentrados. Gasodutos rurais podem ser construídos em tubulação flexível de Polietileno de Alta Densidade (PEAD) com diâmetros variáveis entre 20 a 90 mm, para reduzir resistências e perdas de carga e ser implantados em microbacias hidrográficas, caso do Condomínio de Agroenergia para Agricultura Familiar do Córrego Ajuricaba, implantado como referência pela Itaipu Binacional em Marechal Cândido Rondon, Paraná, cuja configuração resulta extremamente facilitadora para a adoção de outras práticas sanitárias e conservacionistas associadas para a redução de poluição, seja hídrica ou atmosférica. São condomínios de agroenergia com biogás.

A implantação do Condomínio de Agroenergia Ajuricaba tem como principal objetivo viabilizar 38 propriedades de agricultura familiar existentes na microbacia hidrográfica. Produtores com renda inferior a R\$ 100 mil por ano e dedicados à produção de leite e carne suína, bem como de aves em plantéis de pequeno porte, isolados, não atingiriam escala para usar os estercos e dejetos dos seus animais para



produzir energias com biogás. A solução encontrada pela Coordenação de Energias renováveis da Itaipu foi de instalar um biodigestor em cada propriedade e transportar o biogás ali gerado, a partir de um gasoduto que conecta os biodigestores. O gasoduto chega a uma microcentral termelétrica a biogás, onde também são demonstradas aplicações térmicas do biogás como em um secador de grãos com fogo indireto.

É de registrar que não há especificações técnicas nem regulação para gasodutos rurais no Brasil. Isso se dá mais pelo fato de o biogás e suas possibilidades de microgeração “não serem vistos” pela Agência Nacional do Petróleo (ANP) ou pela Petrobrás, que se encarrega dos processos de geração, transporte e distribuição de gás. As empresas estaduais de gás de estados onde as possibilidades de geração de energias com o biogás começa a se tornar realidade, como no Paraná e Santa Catarina, acompanham a movimentação realizada pelos produtores, por algumas empresas estatais de energia e pela Aneel.

3.3 Cooperativismo com Biogás

O biogás, como produto e como fonte renovável de energias, pode ser explorado em sistemas cooperativos. Biodigestores podem ser interligados por gasodutos rurais formando conjuntos de redes interligadas com gestão associativa, ou mesmo configurando planejamento para ordenamento territorial. São muito interessantes porque oferecem escala para a economia do biogás. Os condomínios se associam e podem interligar seus gasodutos a uma só central geradora de energia, o que determinaria uma economia em escala altamente viabilizadora para os participantes e resultados importantes – ambientais, energéticos e principalmente econômicos – que podem resultar do cooperativismo com biogás, independentemente da vinculação do produtor a outras cooperativas, ou integrações. As cooperativas de eletrificação rural, que encontram dificuldades para ingressar em geração pelas limitações legais, podem encontrar nos condomínios associados uma interessante solução econômica.



4. REDUÇÃO DE EMISSÕES E OS CRÉDITOS DE CARBONO COM BIOGÁS

Os resultados apontados por muitos especialistas têm mostrado panoramas assustadores em relação às mudanças climáticas causadas pela ação do homem no Planeta. Os GEEs lançados na atmosfera aumentaram desde 1750 devido ao consumo de combustíveis fósseis, às novas formas de uso da terra, aos desmatamentos e à agricultura intensiva. As principais fontes de emissão de GEEs no Brasil provêm do uso da terra e da agropecuária, ao contrário dos países desenvolvidos, onde a energia e o transporte são as maiores fontes de emissão de gases poluentes.

As preocupações com esses cenários levaram a Organização das Nações Unidas a promover acordos entre os países membros, estabelecendo a necessidade de controle sobre as intervenções humanas que levam a mudanças no clima planetário. Do primeiro acordo, em dezembro de 1997, conhecido como Protocolo de Kyoto, estabeleceu-se que os países industrializados deveriam reduzir, entre 2008 e 2012, suas emissões de GEEs. Entre esses gases estão o gás carbônico, o metano, o óxido nitroso (N_2O) e o clorofluorcarbono (CFC). O índice de redução foi fixado em pelo menos 5,2% abaixo dos níveis registrados em 1990, o que equivale a uma meta mundial de cerca de 714 milhões de toneladas de gases por ano.

Para incentivar esta redução, o Protocolo de Kyoto propôs o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL), que permite aos países desenvolvidos – caso não consigam ou não possam cumprir suas metas promovendo a redução de emissão de gases de seus próprios parques industriais – poder comprar créditos de carbono dos países que emitem índices baixos de GEE. Esta compra é feita através de títulos, ou Certificados de Redução de Emissões (CERs). Para obtê-los, as atividades geradoras de GEE se submetem a metodologias fixadas pelo Painel Intergovernamental de Mudanças Climáticas (IPCC) e através delas conseguem demonstrar a redução de suas emissões. Um CER corresponde a uma tonelada equivalente de dióxido de carbono e vale em média, no mercado internacional, US\$ 10 por crédito.

4.1 Posição Brasileira em Relação às Reduções de Emissões

As Nações Unidas, pela Convenção Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (UNFCCC), fizeram realizar, em 2009, a 15ª Conferência das Partes, em Copenhague, Dinamarca. Após esta Conferência, o Brasil estabeleceu o compromisso voluntário de redução de emissão de GEE entre 36,1% e 38,9% de suas emissões atuais até 2020. As metas para cumprir estes compromissos e reduzir as emissões das atividades da produção brasileira de alimentos constam do Projeto Agricultura de Baixo Carbono, que aponta para a redução de um bilhão de toneladas equivalentes de carbono, com as ações apresentadas na Tabela 2.

Tabela 2. Ações para redução das emissões de carbono

Objetivo	Ação
Para a redução de emissões da ordem de 669 milhões de t CO ₂ eq.	Redução de 80% da taxa de desmatamento na Amazônia
	Redução de 40% da taxa de desmatamento do Cerrado
Para a redução de emissões entre 133 a 166 milhões t CO ₂ eq.	Recuperação de pastagens atualmente degradadas
	Promoção ativa da integração lavoura-pecuária
	Ampliação do plantio direto e a fixação biológica de nitrogênio
Para a redução em emissões variáveis entre 174 a 217 milhões de toneladas de CO ₂ eq.	Ampliação da eficiência energética, o uso de biocombustíveis, a oferta de hidrelétricas e fontes alternativas de biomassa, eólicas, pequenas centrais hidrelétricas, e o uso de carvão de florestas plantadas na siderurgia

Fonte: MAPA, 2010

Para demonstrar uma das possibilidades de o governo federal cumprir suas metas de redução de emissões através do biogás, pode-se estimar a redução de emissões com base na produção anual de biogás por animais abatidos no Brasil em 8577,8 milhões de m³ (Tabela 1) e aplicando-se o índice de 60% de metano no biogás, obtém-se uma produção anual de metano de 5.145,6 milhões de m³. Com a densidade do metano de 0,72 kg/m³ e o potencial de aquecimento global do metano em 21 vezes o do CO₂, é possível calcular a redução anual potencial de 77.8 milhões t CO₂ eq. Comparando-se este potencial



com o Indicador/Compromisso do Projeto Agricultura de Baixo Carbono, que é de um bilhão de t Co₂ eq. até 2020, pode-se entender que o potencial de redução encontrado será de, aproximadamente, 7% deste indicador.

5. REFERÊNCIAS

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa nº 390, de 15 de dezembro de 2009. Disponível em: www.aneel.gov.br/cedoc/ren2009390.pdf. Acesso em: jul. 2010.

_____ Resolução Normativa nº 395, de 15 de dezembro de 2009. Disponível em: www.aneel.gov.br/cedoc/ren2009395.pdf. Acesso em jul. 2010.

AZEVEDO NETTO, J. M. Aproveitamento do Gás de Esgotos, *Revista DAE*, ano XXII, n. 41, p. 15-44, jun, e n. 42, p. 11-40, set. 1961.

BATISTA, L. F. Construção e Operação de Biodigestores – Manual Técnico, Empresa Brasileira de Assistência Técnica e Extensão Rural, 54 p., Brasília, DF, 1981.

BLEY JR, C., LIBANIO, J.C., GALINKIN, M., OLIVEIRA, M.M., Agroenergia da biomassa residual: perspectivas Energéticas, Ambientais e socioeconômicas. 2. ed. Itaipu Binacional, Organização Nações Unidas para Alimentação e Agricultura / FAO TechnoPolitik Editora, 2009. 140 p.

COELHO, S. T.; VELÁZQUEZ, S. M. S. G.; SILVA, O. C.; VARKULYA, A. Jr.; PECORA, V. Relatório de Acompanhamento – “Biodigestor Modelo UASB”. São Paulo. CENBIO – Centro Nacional de Referência em Biomassa, 2003.

COELHO, S. T.; VELÁZQUEZ, S. M. S. G.; SILVA, O. C.; PECORA, V.; ABREU, F. C. de. Relatório de Acompanhamento – *Relatório Final de Atividades do Projeto Programa de Uso Racional de Energia e Fontes Alternativas (PUREFA)*. São Paulo. CENBIO – Centro Nacional de Referência em Biomassa, 2005.



DROSTE, R. L. Theory and Practice of Water and Wastewater Treatment, cap. 18 – Anaerobic Wastewater Treatment, p. 622-669, John Wiley & Sons, Inc, Estados Unidos, 1997.

GASPAR, R. M. B. L.; Utilização de biodigestores em pequenas e médias propriedades rurais com ênfase à agregação de valor: um estudo de caso da Região de Toledo – PR. Florianópolis: UFSC, Programa de Pós-graduação em Engenharia de Produção e Sistemas, 2003, 106 p. Disponível em: <<http://www.tede.ufsc.br/teses/PEPS4022.pdf>>. Acesso em: jul. 2010.

IPCC – Painel Intergovernamental de Mudanças Climáticas. Guia para Inventários Nacionais de Gases de Efeito Estufa – IPCC – Capítulo 10: Emissões da Pecuária e do Manejo de Dejetos. Disponível em: <<http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp>. Acesso em: jul. 2010.

IPCC – Painel Intergovernamental de Mudanças Climáticas. Metodologia AMS.III.D Versão 14 – Captura de Metano em Sistemas de Gestão de Animais – 2009. Disponível em: <http://cdm.unfccc.int/methodologies/DB/ZODCONSVY9D2ONIJKJMUZEKRE56T71/view.html>. Acesso em jul. 2010.

JORDÃO, E. P. & PESSÔA, C. A. Tratamento de Esgotos Domésticos, 3. ed. Rio de Janeiro: ABES (1995), 681 p.

LUCAS JR. E SILVA. Biogás – Produção e utilização. Unesp, 2005.

MAPA – MINISTÉRIO DA AGRICULTURA, PECUÁRIA E ABASTECIMENTO. Plano Nacional de Agroenergia, 2006-2011. Brasília: Mapa, 2005, 120 p.

_____. Projeto Agricultura de Baixo Carbono. 2010.

METCALF & EDDY (1991), Wastewater Engineering: Treatment, Disposal, Reuse, 3. ed., cap. 12, Nova York: McGraw-Hill p. 765-926.



SOUZA et al. (1992) apud POMPERMAYER, Raquel de Souza and PAULA JUNIOR, Durval Rodrigues de. Estimativa do potencial brasileiro de produção de biogás através da biodigestão da vinhaça e comparação com outros energéticos. In: ENCONTRO DE ENERGIA NO MEIO RURAL, 3. ed. Campinas. 2000. Disponível em: http://www.proceedings.scielo.br/scielo.php?pid=MSC00000000220000002000055&script=sci_arttext . Acesso em 15 jul. 2010.



6. FONTES DE FINANCIAMENTO E DIFICULDADES PARA A OBTENÇÃO DE RECURSOS PARA PROJETOS NO CAMPO DAS FONTES ALTERNATIVAS RENOVÁVEIS DE ENERGIA NA REGIÃO SUL DO BRASIL

Rogério Gomes Penetra

Gerente de Planejamento do BRDE em Santa Catarina

1. INTRODUÇÃO

O Banco Regional de Desenvolvimento do Extremo Sul (BRDE) é um banco de desenvolvimento atuante na região Sul do Brasil. Apóia investimentos nos diversos setores da economia, sejam indústrias, comércio e serviços, agronegócio ou infraestrutura. Nos últimos anos tem-se intensificado o financiamento a investimentos em fontes alternativas renováveis de energia elétrica, especificamente em projetos de geração eólica e hidrelétricas, a partir de biogás e de biomassa.

A disponibilidade de fontes de financiamento de longo prazo e com reduzido custo financeiro é essencial para a viabilização dos investimentos nas diferentes fontes renováveis de energia, visto que são projetos de infraestrutura, setor que demanda elevado investimento inicial e que requer prazos distendidos para sua amortização, não podendo ser dependente de crédito caro, sob pena de inviabilizar projetos e desestimular investidores, com consequente prejuízo ao desenvolvimento do país.

No âmbito de atuação do BRDE, as fontes de financiamento com as características exigidas pelos citados projetos são essencialmente providas



por recursos oriundos de fundos especiais constitucionais, tal qual o Fundo de Amparo ao Trabalhador (FAT), origem de parcela significativa dos recursos repassados pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), diretamente ou indiretamente, por meio de instituições financeiras credenciadas, como é o caso do BRDE.

Por esse motivo, o acesso a tais recursos é extremamente regrado, o que resulta em dificuldades adicionais para sua utilização. Sua utilização exige o atendimento integral a inúmeros requisitos de ordem legal, ambiental, social, regulatória, além da fiscalização e acompanhamento da aplicação dos recursos. Especificamente nos projetos que envolvem fontes alternativas renováveis de energia no Brasil, a estruturação de garantias para a operação é elemento importante para a concretização do apoio financeiro, merecendo atenção especial por parte dos empreendedores e agentes financiadores.

O objetivo deste artigo é identificar as fontes de financiamento atualmente utilizadas pelo BRDE no apoio a projetos no campo das fontes alternativas renováveis de energia na região Sul do Brasil, bem como as dificuldades para a obtenção desses recursos, considerando sua área de atuação e o porte dos projetos comumente financiados.

2. O BRDE

É uma instituição financeira pública de fomento, controlada pelos estados do Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul, instituída em 15 de junho de 1961. Juridicamente organizado como autarquia interestadual, o banco conta com autonomia financeira e administrativa e seu acervo integra o patrimônio dos estados controladores, que são subsidiariamente responsáveis por suas obrigações. Como banco de desenvolvimento, é especializado na oferta de crédito de médio e longo prazos.

Sua missão é promover e liderar ações de fomento ao desenvolvimento econômico e social de toda a região de atuação, apoiando as iniciativas governamentais e privadas, através do planejamento e do apoio técnico, institucional e creditício de longo prazo.



A visão do BRDE é ser reconhecido pela sociedade como instituição imprescindível, capaz de prover e estimular ações que resultem no crescimento econômico e social da região de atuação, contribuindo para a melhoria dos seus indicadores de desenvolvimento humano.

Para isto, seus valores contemplam o compromisso com o desenvolvimento regional, a valorização do conhecimento técnico, a autossustentabilidade, a gestão colegiada e a resiliência.

Sua estrutura administrativo-organizacional é determinada por regimento interno estabelecido pelo Conselho de Desenvolvimento e Integração Sul (CODESUL) e fundamentada por atos constitutivos aprovados pelas assembleias legislativas dos estados-membros. O BRDE está sujeito ao acompanhamento e controle dos tribunais de contas dos estados controladores, bem como à fiscalização do Banco Central do Brasil.

Os dados estruturais do BRDE em 30/11/2011 são:

- três agências e 536 colaboradores;
- 4271 operações contratadas, no valor total de R\$ 1,462 bilhão, em 2011;
- 31576 clientes ativos em 1043 municípios atendidos (87%);
- Carteira de crédito de R\$ 7,0 bilhões e Patrimônio líquido de R\$ 1,24 bilhão;
- Resultado líquido de R\$ 79,2 milhões em 30/11/2011.

2.1 Alguns projetos financiados pelo BRDE

Em relação aos empreendimentos no campo das fontes alternativas renováveis de energia na região Sul do Brasil, o BRDE tem financiado projetos situados em uma faixa de valores que varia entre R\$ 500.000,00 (quinhentos mil reais) e R\$ 70.000.000,00 (setenta milhões de reais), especificamente em projetos de geração eólica e hidrelétrica, a partir de biogás e de biomassa. As unidades de geração produzem desde 0,2 MW até 150 MW.



Para melhor exemplificar a área de atuação e o porte dos investimentos, a seguir são apresentados alguns projetos financiados pelo banco.

2.1.1 Biogás como fonte alternativa de geração de energia

Um dos projetos financiados está localizado em Videira, Santa Catarina, em uma propriedade rural focada na suinocultura. O complexo de granjas de suínos abriga mais de dez mil matrizes, com produção anual superior a 225 mil leitões. O projeto de financiamento contemplou a modernização e ampliação das granjas de suínos e os investimentos para coleta e aproveitamento do biogás, compreendendo a aquisição e instalação de mantas de PVC nas lagoas anaeróbicas já existentes (Figura 1) e a instalação de dois geradores para produção de energia elétrica, com potência instalada de 200 kVA (Figura 2).

Figura 1 – Lagoas recobertas por manta de PVC, com o objetivo de reter e acumular o biogás resultante da digestão anaeróbica



Fonte: BRDE

Figura 2 – Um dos geradores do sistema para produção de energia elétrica



Fonte: BRDE

Especificamente para o sistema de retenção do biogás e de geração de energia, foram investidos R\$ 1.176.500,00, com financiamento de 100% do projeto. Para tratamento dos dejetos suínos, a granja já dispunha de um sistema baseado no modelo proposto pelo Centro Nacional de Pesquisa de Suínos e Aves da Empresa Brasileira de Pesquisa Agropecuária (EMBRAPA Suínos e Aves), utilizando sistema de separação da parte sólida da líquida, no qual os sólidos são destinados para a compostagem e o líquido resultante é tratado em lagoas anaeróbias.

2.1.2 Pequenas Centrais Hidrelétricas

A implantação de três pequenas centrais hidrelétricas (PCH) no rio Engano, localizado no município de Angelina, Santa Catarina, próximas umas das outras, foi caracterizado como um único projeto e financiado pelo BRDE. A primeira PCH, mais a montante, denominada PCH Barra Clara, possui capacidade instalada de 1,54 MW, sendo que a energia assegurada e verificada pela Aneel é de 1,1MW.



O investimento total alcançou R\$ 5.300.000,00, com financiamento de R\$ 4.200.000,00.

A PCH Coqueiral, cujas obras da barragem e da tomada d'água podem ser vistas na Figura 3, no mesmo rio Engano, possui capacidade instalada de 3,16 MW, sendo que a energia assegurada e verificada pela Aneel é de 1,90 MW. O investimento total alcançou R\$ 13.000.000,00, com financiamento de R\$ 10.000.000,00.

Figura 3 – Vista das obras da barragem e da tomada d'água da PCH Coqueiral



Fonte: BRDE

Por fim, mais a jusante no rio Engano, a PCH Santa Ana, possui capacidade instalada de 6,30 MW, sendo que a energia assegurada e verificada pela Aneel é de 3,80 MW. O investimento total alcançou R\$ 20.200.000,00, com financiamento de R\$ 17.500.000,00.

2.1.3 Biomassa como fonte alternativa de geração de energia

A instalação de uma nova unidade de co-geração de energia com capacidade instalada de 25 MW de potência e fornecimento máximo de 25 t/h de vapor, localizada em Lages, Santa Catarina, utilizando resíduos de madeira (biomassa) das indústrias da região, também

foi financiada pelo BRDE. O projeto abrangeu a planta de geração de energia propriamente dita (Figura 4), a linha de transmissão de 2200 metros até a subestação das Centrais Elétricas de Santa Catarina – CELESC S.A., a captação para fornecimento de água, o pátio de recebimento da biomassa e todas as demais necessidades físicas para a completa operação da geradora. O investimento total alcançou R\$ 70.400.000,00, em 2003, com financiamento de R\$ 49.300.00,00.

Figura 4 – Vista da unidade de co-geração de energia com capacidade instalada de 25 MW de potência e fornecimento máximo de 25 t/h de vapor, localizada em Lages – SC, utilizando resíduos de madeira (biomassa)



Fonte: BRDE

2.1.4 Usinas eólicas

O BRDE financiou parcela dos investimentos de projeto que consistiu no aproveitamento do potencial eólico para a geração de energia elétrica por meio da construção de três parques eólicos: os de Osório, Sangradouro e dos Índios, com 50 MW cada um, implantados no município de Osório, Rio Grande do Sul, observado na Figura 5. O empreendimento foi financiado com recursos do BNDES no montante de R\$ 465 milhões, sendo que o montante de R\$ 105 milhões



foi financiado diretamente pelo BNDES e o restante (R\$ 360 milhões) por um conjunto de bancos, dentre eles o BRDE, com R\$ 70 milhões.

Figura 5 – Vista parcial de parque eólico financiado pelo BRDE



Fonte: BRDE

2.2 Fontes de Financiamento

A implantação de uma unidade de geração de energia demanda investimentos por parte dos empreendedores. Em algumas situações, os empreendedores possuem todo o recurso necessário. Entretanto, a situação mais comum caracteriza-se pela necessidade de outra fonte de recursos, denominada recursos de terceiros. Desta forma, cada empreendimento terá como fontes de financiamento os recursos próprios dos empreendedores e os recursos de terceiros.

Sucintamente, os recursos de terceiros podem ser classificados como onerosos ou não onerosos. O financiamento bancário é um dos exemplos de recursos de terceiros onerosos. Este tipo de financiamento possui um custo (taxa de juros) e prazos para sua amortização, definidos contratualmente. O agente financiador é remunerado pelos juros reais recebidos ao longo do período de carência e de amortização.

A participação acionária é um exemplo de recursos de terceiros não onerosos. Os recursos são integralizados na empresa responsável pe-



los investimentos requeridos pelo projeto. O agente financiador, agora sócio da empresa, é remunerado pelos dividendos futuros, decorrentes dos lucros do empreendimento.

2.2.1 Financiamento bancário com recursos de longo prazo

O Sistema BNDES é a principal fonte de recursos dos financiamentos realizados pelo BRDE. Assim, todos os financiamentos do BRDE respeitam as condições de cada linha de crédito ou programa estabelecido pela instituição. As condições de financiamento variam conforme o porte do grupo econômico responsável pelo empreendimento. A classificação de porte de empresa e de grupo econômico adotada pelo BNDES e aplicável a todos os setores está resumida no quadro a seguir:

Classificação	Receita operacional bruta anual
Microempresa	Menor ou igual a R\$ 2,4 milhões
Pequena empresa	Maior que R\$ 2,4 milhões e menor ou igual a R\$ 16 milhões
Média empresa	Maior que R\$ 16 milhões e menor ou igual a R\$ 90 milhões
Média-grande empresa	Maior que R\$ 90 milhões e menor ou igual a R\$ 300 milhões
Grande empresa	Maior que R\$ 300 milhões

Fonte: BNDES

2.2.1.1 Para empreendedores privados

O BRDE apoia projetos que visem à diversificação da matriz energética nacional e que contribuam para a sua sustentabilidade, utilizando a linha BNDES Energias Alternativas. São apoiáveis projetos de bioeletricidade, biodiesel, bioetanol, energia eólica, energia solar, pequenas centrais hidrelétricas e outras energias alternativas, cujos empreendedores sejam sociedades com sede e administração no país, de controle nacional ou estrangeiro, e pessoas jurídicas de direito público.

- a) As condições financeiras para o financiamento desses empreendimentos compõem-se de:
- b) Custo Financeiro: Taxa de Juros de Longo Prazo (TJLP), hoje em 6% ao ano.
- c) Remuneração Básica do BNDES: 0,9% ao ano.



- d) Taxa de Intermediação Financeira: 0,5% ao ano somente para médias-grandes e grandes empresas; as micro, pequenas e médias empresas estão isentas da taxa.
- e) Remuneração do BRDE: negociada individualmente com o empreendedor.

Para empreendimentos cujo valor de financiamento seja superior a R\$ 20 milhões, a participação máxima de financiamento em relação aos investimentos é de 90% dos itens financiáveis para projetos de co-geração de energia que utilizem caldeira de biomassa com pressão maior ou igual a 60 bar, ou de 80% dos itens financiáveis para os demais empreendimentos.

Para empreendimentos cujo valor de financiamento seja inferior a R\$ 20 milhões, a participação máxima de financiamento em relação aos investimentos é de 90% dos itens financiáveis para todos os tipos de empreendimento. O prazo de amortização do financiamento é de até dezesseis anos, com carência adequada ao prazo de implantação do projeto.

Complementarmente às linhas disponíveis, o custo financeiro médio dos recursos pode ser reduzido com a utilização da linha BNDES PSI – Bens de Capital, com o financiamento da aquisição de máquinas e equipamentos novos, de fabricação nacional, credenciados no BNDES, associados ao projeto de implantação da unidade de geração de energia a partir de fontes renováveis. Para ser credenciado no BNDES, as máquinas e equipamentos devem apresentar índice de nacionalização, em peso e valor, igual ou superior a 60%, ou cumprir o Processo Produtivo Básico (PPB). A taxa de juros deste financiamento é de 6,5% ao ano para micro, pequenas e médias empresas, com financiamento de até 90% dos investimentos. Para médias-grandes e grandes empresas, a taxa de juros é de 8,7% ao ano, com financiamento de até 70% dos investimentos. Para todas as empresas, conta-se com prazo total de dez anos, com até dois anos de carência.



2.2.1.2 Para produtores rurais e suas cooperativas

Em diferentes atividades rurais, há geração de resíduos que, lançados diretamente no meio ambiente, causam grande impacto ambiental. Para a redução deste impacto, os produtores rurais devem dispor de sistema de tratamento de resíduos em suas propriedades. Os investimentos envolvidos na implantação destes sistemas de tratamento são volumosos, comparativamente ao retorno econômico da atividade rural. Para viabilizá-los, é fundamental que o produtor consiga auferir ganhos incrementais a partir do tratamento dos resíduos.

Para o financiamento desses projetos, está disponível o Programa de Modernização da Agricultura e Conservação de Recursos Naturais (MODERAGRO), do BNDES, que contempla investimentos necessários ao tratamento de dejetos e a obras decorrentes da execução de projeto de adequação sanitária e/ou ambiental relacionado às atividades constantes do objetivo desse programa, dentre elas os setores da apicultura, aquíicultura, avicultura, chinchicultura, cunicultura, floricultura, fruticultura, horticultura, ovinocaprinoicultura, pecuária leiteira, pesca, ranicultura, sericicultura e suinocultura. Os investimentos na geração de energia a partir do biogás coletado do sistema de tratamento de dejetos também estão contemplados.

A taxa de juros deste programa é de 6,75% ao ano, com financiamento de até 100% dos investimentos, limitado a R\$ 600 mil, por cliente, para empreendimento individual, e a R\$ 1,8 milhão, para empreendimento coletivo, respeitado o limite individual por participante. O prazo total do financiamento é de até dez anos, incluída a carência de até três anos.

Para projetos de maior porte de cooperativas singulares de produção agropecuária, agroindustrial, aquícola ou pesqueira e de cooperativas centrais formadas exclusivamente por cooperativas de produção agropecuária, agroindustrial, aquícola ou pesqueira, está disponível o Programa de Desenvolvimento Cooperativo para Agregação de Valor à Produção Agropecuária (PRODECOOP). Neste programa são apoiáveis a implantação de sistemas para geração e co-geração de energia e de linhas de ligação para consumo próprio, como parte integrante de um projeto de agroindústria, e a implantação, conservação e expansão de sistemas de



tratamento de efluentes. Também neste programa os investimentos na geração de energia a partir do biogás coletado do sistema de tratamento de dejetos estão contemplados.

A taxa de juros deste programa é de 6,75% ao ano, com financiamento de até 90% dos investimentos, limitado a R\$ 60 milhões, por cooperativa. O prazo total do financiamento é de até doze anos, incluída a carência de até três anos.

2.2.2. Participação acionária (recursos de terceiros não onerosos)

O custo unitário de implantação de uma pequena central hidrelétrica (R\$/MW) varia de acordo com o projeto, que deve atender a aspectos geológicos, ambientais, de disponibilidade hídrica, legais etc. Ainda assim, dentro do contexto dos projetos apresentados ao BRDE, é possível identificar um custo médio em torno de R\$ 6.000.000,00 por MW instalado, ao longo do ano de 2011. Assim sendo, uma PCH de 15 MW implica investimentos da ordem de R\$ 90.000.000,00. Considerando que o financiamento geralmente fica limitado a 80% do investimento total, de modo a atender as projeções de capacidade de pagamento da dívida, os empreendedores devem dispor de cerca de R\$ 18.000.000,00. A indisponibilidade destes recursos próprios é uma das limitações para a disseminação dos investimentos no campo das fontes alternativas de geração de energia.

Para contornar essa limitação, a subsidiária de geração das Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A. (CELESC – CELESC Geração), em parceria com o Banco Regional de Desenvolvimento do Extremo Sul (BRDE), elaborou o Programa Catarinense de Apoio às Fontes Alternativas de Geração de Energia (SC-Energia), no qual se fundamentou a Chamada Pública GN 01/2007, publicada em março de 2008, convocando interessados a participar do processo de seleção para a formação de parcerias por meio de Sociedade(s) de Propósito(s) Específico(s) (SPE), para implantar e explorar PCHs e projetos de fontes alternativas de energia, em potência instalada até 30 MW por projeto, localizados, preferencialmente, no território catarinense.



Dada a expressiva importância socioeconômica e ambiental deste programa para Santa Catarina, o BRDE, sendo instituição financeira pública e comprometida com o desenvolvimento sustentável, tornou-se parceiro do Programa SC-Energia, oferecendo apoio técnico, institucional e creditício.

A implantação e exploração das PCHs, conforme previsto no Programa SC-Energia, são viabilizadas por meio de SPEs, tendo como acionistas a(s) empresa(s) e/ou investidor(es) e a Celesc Geração S.A., que terá participação acionária de no máximo 49%, assegurando que os demais sócios permaneçam como acionistas majoritários.

A disposição da CELESC Geração S.A. de formar parceria com investidores e de aportar significativo montante de recursos na(s) SPE(s) facilitará e, conseqüentemente, estimulará a implantação de muitos projetos de fontes alternativas de energia em Santa Catarina, já que a sua participação como investidora e facilitadora dos processos de conexão das usinas a rede distribuidora e de comercialização da energia gerada minimizará os riscos dessas operações (AQUINO, F. M., 2009).

3. DIFICULDADES PARA A OBTENÇÃO DE RECURSOS PARA PROJETOS

É de pensamento corrente que a maior dificuldade para obtenção de financiamento no campo das fontes alternativas para geração de energia seja a disponibilidade de garantias. No campo de atuação do BRDE, a realidade não corrobora esse pensamento. Em casos raros o financiamento de um projeto não é concretizado por causa das garantias.

As garantias usuais utilizadas em financiamentos correntes no BRDE são constituídas com hipoteca de bens imóveis e alienação fiduciária de equipamentos financiados. Tal prática é utilizada nos financiamentos de investimentos corriqueiros das empresas, tais quais a construção ou ampliação de parque produtivo, a aquisição de máquinas e equipamentos, entre outros.

Para o setor de infraestrutura, especificamente no campo da geração de energia por fontes alternativas, a modalidade usual de estruturação de financiamento não é adequada. Para tanto, o BRDE utiliza o *Project*



Finance, que se refere à estruturação financeira de implantação de um empreendimento, como uma unidade econômica com fins específicos (SPEs), na qual os financiadores se baseiam, como fonte para repagamento de seus empréstimos, nos ganhos econômicos e financeiros advindos somente do empreendimento pelo conceito de fluxo de caixa. Os contratos, por sua abrangência, mais que os ativos do empreendimento, constituem-se como a verdadeira garantia colateral dos financiadores.

Na modalidade *Project Finance*, as garantias são determinadas em função da análise técnico-econômica do projeto e dos acionistas, destacando-se as seguintes:

- i) penhor de ações da SPE;
- ii) penhor dos direitos emergentes da concessão;
- iii) penhor dos direitos creditórios;
- iv) reserva de meios de pagamento: vinculação e cessão em garantia, em favor dos credores, da receita proveniente dos contratos de compra e venda de energia, incluindo a constituição de conta reserva no valor equivalente a, no mínimo, três parcelas do serviço da dívida e três parcelas do contrato de operação e manutenção;
- v) constituição, durante a implantação do projeto, de “pacote de garantias que mitiguem risco de implantação e/ou seguros”, com cláusula beneficiária em favor dos credores, incluindo, dentre as possibilidades: (a) *performance bond*; (b) seguro de risco de engenharia; e (c) *completion bond*;
- vi) constituição de contrato de suporte dos acionistas no montante mínimo equivalente ao aporte de recursos próprios por parte dos acionistas, podendo este montante ser elevado conforme a capacidade financeira de aporte desses recursos; e
- vii) fiança corporativa e/ou aval dos controladores privados.

Note-se que a dificuldade nesta modalidade é possuir um contrato de compra e venda de energia (item *iv*) pelo prazo total do financiamento, que alcança até dezesseis anos. Essa dificuldade é decorrente da visão do vendedor – que deseja vender sua energia pelo maior preço possível e julga que seu valor tende a se valorizar com o tempo – e do comprador, que deseja comprar sua energia pelo menor preço possível e não está convencido de que seu valor tende a se valorizar com o tempo. Em geral, o mercado prefere contratos de curto prazo.



Para contornar essas limitações de disponibilidade de um contrato de compra e venda de energia pelo prazo total da operação, o BRDE tem adotado soluções alternativas, muitas vezes combinadas com a estruturação usual de garantias, nos projetos de menor valor:

- i) Contratos de compra e venda de energia com diferentes prazos, sempre respeitando a necessidade de cobertura do serviço da dívida;
- ii) Uso de contrato de compra e venda de energia de outras unidades de geração de energia já em operação;
- iii) Hipoteca de bens imóveis não envolvidos no projeto, para financiamentos de menor valor.

Atualmente, a maior dificuldade para obtenção de recursos passa pela análise econômico-financeira do empreendimento, quando o preço da energia vendida não é suficiente para remunerar os investimentos e o serviço da dívida.

Para tal, é fundamental a comparação entre as diferentes realidades de mercado, observadas pelo corpo técnico do BRDE nas análises de projetos entre 2002 e 2011. Em 2002, a Política Operacional do BRDE considerava (JUNQUEIRA et al.):

- i) Contrato de compra e venda de energia por volta de R\$ 80,00 / MWh, com perspectiva de elevação dos preços ao longo do tempo;
- ii) Custo de implantação de até R\$ 2 milhões / MW de potência instalada;
- iii) Taxa Interna de Retorno (TIR) mínima de 12% a.a.;
- iv) Custo médio do financiamento: 15% ao ano.

Em 2011, a realidade operacional observada nos diferentes projetos analisados pelo BRDE em Santa Catarina era:

Contrato de compra e venda de energia por volta de R\$ 130,00 / MWh, com perspectiva de queda dos preços ao longo do tempo;

- i) Custo de implantação de cerca de R\$ 6 milhões / MW de potência instalada;
- ii) Taxa Interna de Retorno (TIR) aceitável de 8% a.a.;
- iii) Custo médio do financiamento: 9,2% ao ano.



Ainda que o custo do financiamento tenha sido reduzido e o valor de compra e venda tenha sido elevado, percebe-se que o aumento dos custos de implantação repercutiu na redução da TIR do projeto, reduzindo a atratividade financeira dos projetos e, em muitos casos, inviabilizando a geração de caixa para amortização da dívida.

4. CONCLUSÕES

Dentro do escopo de atuação do BRDE, há linhas para financiamento de diversos portes de projeto no campo das fontes alternativas de geração de energia, com possibilidade de participação em até 100% do investimento, com juros de até 6,75% ao ano e prazo compatível com as características de geração de caixa do empreendimento. Complementarmente ao endividamento oneroso, há programa para participação acionária de companhia estadual de geração e distribuição de energia elétrica.

As garantias necessárias para a operação de crédito não têm sido um fator limitador, visto que o BRDE dispõe de diversas alternativas para a estruturação dos financiamentos, mesclando o modelo tradicional de financiamento com variantes do modelo conhecido como *Project Finance*.

As dificuldades para a obtenção de recursos para projetos no campo das fontes alternativas renováveis de energia na região Sul do Brasil, notadamente em pequenas centrais hidrelétricas, residem na avaliação da viabilidade econômico-financeira do empreendimento, em função do aumento dos custos de implantação e da incerteza quanto ao valor de venda da energia comercializada.

5. REFERÊNCIAS

AQUINO, F. M. Programa Catarinense de Apoio as Fontes Alternativas de Geração de Energia (SC-Energia). Banco Regional de Desenvolvimento do Extremo Sul. Agência de Florianópolis. Gerência de Planejamento. 2009. 23 p.

JUNQUEIRA, A. A.; BERCHT, M.; BREMER, O. A. E SILVA, P. R. F. *Informe Sobre as PCH's*. Nota Técnica. Disponível em: <http://www.brde.com.br/media/brde.com.br/doc/estudos_e_pub/Informe%20Sobre%20PCHs.pdf> BRDE. jun. 2002.

**PROPOSIÇÕES
LEGISLATIVAS**



REQUERIMENTO

(Dos Srs. Pedro Uczai, Inocêncio Oliveira, Ariosto Holanda, Arnaldo Jardim, Bonifácio de Andrada, Félix Mendonça Júnior, Jaime Martins, Jorge Tadeu Mudalen, Mauro Benevides, Newton Lima, Teresa Surita e Waldir Maranhão)

Requer o envio de Indicação ao Ministério de Minas e Energia com a finalidade de sugerir a inclusão de informações referentes a fontes de energia alternativa no Balanço Energético Nacional e nos estudos de planejamento energético, bem como a criação de uma secretaria de fontes renováveis de energia na estrutura do órgão.

Senhor Presidente,

Nos termos do art. 113, inciso I e § 1º, do Regimento Interno da Câmara dos Deputados, requero a V. Ex.^a seja encaminhada ao Poder Executivo a indicação em anexo, sugerindo ao Ministério de Minas e Energia a inclusão de informações referentes a fontes de energia alternativa no Balanço Energético Nacional e nos estudos de planejamento energético, bem como a criação de uma secretaria de fontes renováveis de energia na estrutura do órgão.

Sala das Sessões, em de de 2012.

Deputado PEDRO UCZAI (PT-SC)

Relator do tema no Conselho de Altos Estudos e
Avaliação Tecnológica

Deputado INOCÊNCIO OLIVEIRA (PR-PE)

Presidente do Conselho de Altos Estudos
e Avaliação Tecnológica



INDICAÇÃO Nº 2.935, DE 2012

(Dos Srs. Pedro Uczai, Inocêncio Oliveira, Ariosto Holanda, Arnaldo Jardim, Bonifácio de Andrada, Félix Mendonça Júnior, Jaime Martins, Jorge Tadeu Mudalen, Mauro Benevides, Newton Lima, Teresa Surita e Waldir Maranhão)

Sugere ao Ministério de Minas e Energia a inclusão de informações referentes a fontes de energia alternativa no Balanço Energético Nacional e nos estudos de planejamento energético, bem como a criação de uma secretaria de fontes renováveis de energia na estrutura do órgão.

Excelentíssimo Senhor Ministro Edison Lobão:

As fontes renováveis de energia detêm participação expressiva na matriz energética brasileira, particularmente em relação à oferta de energia elétrica. Todavia, é preciso considerar que a expansão da fonte hidroelétrica deverá ocorrer, essencialmente, por meio de usinas a fio d'água, sem a formação de reservatórios que possam compensar a variação sazonal das aflúncias hídricas. Sendo assim, tornar-se-á cada vez mais importante a utilização de fontes complementares para compensar a perda de capacidade de geração hidroelétrica no período de baixa vazão de nossos rios.

Os estudos têm demonstrado que, no Brasil, temos o privilégio de possuir fontes renováveis cuja disponibilidade é mais acentuada nos momentos de baixas aflúncias hídricas, como é o caso da eólica, solar e também da biomassa proveniente do bagaço de cana-de-açúcar. São, portanto, candidatas preferenciais a exercer a tarefa de complementação à geração hidrelétrica. Assim, a instituição de mecanismos que favoreçam o aproveitamento desse potencial renovável, certamente, trará maiores ganhos ao país que a utilização de combustíveis fósseis, dispendiosos e poluentes.

Ressaltamos que o Balanço Energético Nacional (BEN) é o documento em que se baseia o planejamento energético no Brasil e que serve de



referência para o desenvolvimento dos planos e projetos dos agentes do setor energético, sejam eles estatais ou privados.

Entretanto, no decorrer de estudo realizado no âmbito do Conselho de Altos Estudos e Avaliação Tecnológica da Câmara dos Deputados, tratando das fontes de energia renovável no Brasil, observamos que estão ausentes da referida publicação algumas informações que julgamos de fundamental importância.

Inicialmente, verificamos que, apesar da contratação recente de grande quantidade de energia elétrica proveniente da fonte eólica nos leilões realizados pelo governo federal, não consta do BEN 2011, no capítulo referente a recursos e reservas energéticas, menção ao potencial eólico brasileiro. A utilização dessa fonte energética é de grande interesse, uma vez que, além de renovável, possui baixo impacto ambiental e vem demonstrando já ter alcançado a fase de competitividade em relação às fontes tradicionais.

Da mesma forma, constatamos que não consta da última versão do balanço energético dados acerca do potencial solar disponível em nosso país. Segundo o Atlas Brasileiro de Energia Solar, publicado pelo Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais, a energia solar média incidente no território brasileiro é bastante superior aos índices encontrados na Europa, continente que detém a liderança global na produção de energia fotovoltaica.

Creemos que o atual estágio de desenvolvimento da tecnologia solar fotovoltaica no mundo a coloca em condição de, brevemente, ascender à posição em que hoje se encontra energia eólica. Se devidamente estimulada, será capaz de inserir-se plenamente em nossa matriz energética, trazendo, além dos ganhos ambientais, vantagens econômico-sociais, pela possibilidade de implantação de toda uma cadeia produtiva relacionada à produção de equipamentos para a conversão da energia solar em eletricidade.

A energia fotovoltaica é a que mais cresce no mundo hoje. Sua viabilidade, na forma de geração descentralizada, foi reconhecida pelo presidente da Empresa de Pesquisa Energética em seminário internacional realizado, em setembro de 2011, na Câmara dos Deputados. A Agência Nacional de Energia Elétrica, por sua vez, manifestou-se no



mesmo sentido em nota técnica datada de junho de 2011. Além disso, a agência reguladora aprovou, em 17/04/2012, a Resolução Normativa nº 482/2012, que institui sistema de compensação de energia. Esse sistema permitirá o início do desenvolvimento dessa fonte no Brasil ao permitir que os consumidores que instalarem sistemas fotovoltaicos possam abater, do montante de energia que consumirem, a quantidade de energia que injetarem na rede elétrica.

Além da energia solar fotovoltaica, outras fontes podem realizar a geração de energia elétrica renovável na forma de geração distribuída, como pequenos aproveitamentos hidroelétricos, turbinas eólicas de pequena dimensão e a queima de biomassa originada de resíduos agrícolas, florestais e urbanos. Conforme destacado no PNE 2030, essa modalidade de geração eleva a segurança energética e promove o desenvolvimento sustentável, pois permite a redução dos custos e perdas no transporte de energia elétrica; o aproveitamento de vocações regionais com ganhos ambientais; a utilização de resíduos de processos produtivos, que seriam de outra forma desperdiçados; o atendimento a áreas remotas; o desenvolvimento tecnológico; e o surgimento de oportunidades para o crescimento da indústria nacional. Ganhos equivalentes poderão também ser obtidos pela expansão do uso da energia solar para aquecimento de água, que substitui, com vantagens, o chuveiro elétrico, responsável por sobrecarregar o sistema interligado nacional no horário de pico de consumo, no início da noite.

Observamos, contudo, que, apesar dos benefícios citados, essas fontes também não foram incluídas, nos documentos de planejamento do setor, entre aquelas que compõem a oferta que suprirá o mercado futuro de energia elétrica.

Diante dessas considerações, sugerimos a esse eminente Ministério de Minas e Energia que promova diligências no sentido de incluir os recursos eólicos e solares disponíveis no Brasil nas próximas edições do Balanço Energético Nacional.

Solicitamos ainda que, nos próximos documentos de planejamento energético a serem publicados pelo Ministério de Minas e Energia, as contribuições que podem ser providas pela geração distribuída de



pequena escala, incluídas as fontes solar fotovoltaica e térmica, sejam contabilizadas para o suprimento da demanda do país.

Por fim, rogamos a sua excelência a criação de uma secretaria de fontes renováveis na estrutura organizacional do ministério, como solução que facilitará a adoção das medidas necessárias para atingir o objetivo de dotar o país de uma matriz energética com a participação, crescente e diversificada, das fontes renováveis de energia, em sintonia com as preocupações, compartilhadas, mundialmente, quanto às urgentes providências requeridas para que sejam minimizados os efeitos, cada vez mais evidentes e dramáticos, das mudanças do sistema climático terrestre.

Certos de contarmos com a notável sensibilidade de sua excelência no trato das questões de relevante interesse público, encaminhamos a presente indicação.

Sala das Sessões, em de de 2012.

Deputado PEDRO UCZAI (PT-SC)

Relator do tema no Conselho de Altos Estudos e
Avaliação Tecnológica

Deputado INOCÊNCIO OLIVEIRA (PR-PE)

Presidente do Conselho de Altos Estudos e Avaliação Tecnológica



PROJETO DE LEI Nº 3.924, DE 2012

(Dos Srs. Pedro Uczai, Inocêncio Oliveira, Ariosto Holanda, Arnaldo Jardim, Bonifácio de Andrada, Félix Mendonça Júnior, Jaime Martins, Jorge Tadeu Mudalen, Mauro Benevides, Newton Lima, Teresa Surita e Waldir Maranhão)

Estabelece incentivos à produção de energia a partir de fontes renováveis, altera as Leis nº 9.249, de 26 de dezembro de 1995; nº 9.250, de 26 de dezembro de 1995; nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996; nº 9.648, de 27 de maio de 1998; nº 9.991, de 24 de julho de 2000; nº 10.848, de 15 de março de 2004; nº 11.977, de 7 de julho de 2009, e dá outras providências.

O Congresso Nacional decreta:

Seção I Disposições Preliminares

Art. 1º Esta lei estabelece incentivos à produção de energia a partir de fontes renováveis; altera as Leis nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996; nº 9.648, de 27 de maio de 1998; nº 9.991, de 24 de julho de 2000; nº 10.848, de 15 de março de 2004; e dá outras providências.

Art. 2º Para os fins desta Lei e de sua regulamentação ficam estabelecidas as seguintes definições:

I – Fontes Alternativas Renováveis de Energia: as fontes de energia eólica, solar, geotérmica, de pequenos aproveitamentos de potenciais hidráulicos, da biomassa, dos oceanos e as pequenas unidades de produção de biocombustíveis;

II – Distribuidoras: as concessionárias e permissionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica;

III – Microgeração Distribuída: geração distribuída, realizada por central geradora de energia elétrica com potência instalada menor ou igual a 100 quilowatts (kW), a partir de fonte alternativa renovável de energia;

IV – Minigeração Distribuída: geração distribuída, realizada por central geradora de energia elétrica com potência instalada superior a



100 kW e menor ou igual a 1.000 kW, a partir de fonte alternativa renovável de energia;

V – Pequenas Centrais de Energia Renovável: instalações para a produção de energia elétrica ou calor a partir de fontes renováveis de energia que possuam capacidade instalada de até 1.000 quilowatts (kW), elétricos ou térmicos;

VI – Pequenas Unidades de Produção de Biocombustíveis: aquelas com capacidade de produção de até 10.000 litros por dia, para o caso de biocombustíveis em estado líquido, ou até 10.000 metros cúbicos por dia, no caso daqueles em estado gasoso;

VII – Biogás: gás produzido pela digestão anaeróbica da biomassa.

Seção II

Da Geração de Energia Elétrica em Pequena Escala

Art. 3º O consumo de energia elétrica das unidades consumidoras que realizem micro ou minigeração distribuída, a ser faturado pelas distribuidoras, corresponderá à diferença entre a energia consumida da rede elétrica e a nela injetada.

§ 1º A partir da data de conexão à rede da central de micro ou minigeração distribuída, caso o montante de energia injetado seja maior que o consumido, essa energia excedente será adquirida pelas distribuidoras e valorada a uma tarifa que, para cada instalação, permanecerá fixa por um período de vinte anos.

§ 2º As tarifas mencionadas no § 1º a serem aplicadas às instalações conectadas no primeiro ano após a data de publicação desta lei, diferenciadas por fonte de energia, corresponderão a:

I – na modalidade de microgeração distribuída:

- a) R\$ 175,00 (cento e setenta e cinco reais) por megawatt-hora para hidrelétricas;
- b) R\$ 175,00 (cento e setenta e cinco reais) por megawatt-hora para energia obtida da biomassa proveniente de cultivos energéticos ou resíduos de atividades agrícolas, florestais ou industriais;
- c) R\$ 185,00 (cento e oitenta e cinco reais) por megawatt-hora para energia obtida do biogás;



- d) R\$ 175,00 (cento e setenta e cinco reais) por megawatt-hora para a energia eólica;
- e) R\$ 415,00 (quatrocentos e quinze reais) por megawatt-hora para a energia solar produzida em instalações fixadas sobre a cobertura ou fachada de edificações cuja finalidade principal não seja a geração de energia elétrica a partir da fonte solar;
- f) R\$ 350,00 (trezentos e cinquenta reais) por megawatt-hora para a energia solar produzida em instalações montadas sobre o solo;
- g) R\$ 250,00 (duzentos e cinquenta reais) por megawatt-hora para a energia oceânica.

II – na modalidade de minigeração distribuída:

- a) R\$ 168,00 (cento e sessenta e oito reais) por megawatt-hora para hidrelétricas;
- b) R\$ 168,00 (cento e sessenta e oito reais) por megawatt-hora para energia obtida da biomassa proveniente de cultivos energéticos ou resíduos de atividades agrícolas, florestais ou industriais;
- c) R\$ 173,00 (cento e setenta e três reais) por megawatt-hora para energia obtida do biogás;
- d) R\$ 168,00 (cento e sessenta e oito reais) por megawatt-hora para a energia eólica;
- e) R\$ 380,00 (trezentos e oitenta reais) por megawatt-hora para a energia solar produzida em instalações fixadas na cobertura ou fachada de edificações construídas cuja finalidade principal não seja a geração de energia elétrica a partir da fonte solar;
- f) R\$ 310,00 (trezentos e dez reais) por megawatt-hora para a energia solar produzida em instalações montadas sobre o solo;
- g) R\$ 210,00 (duzentos e dez reais) por megawatt-hora para a energia oceânica.

§ 3º As tarifas a que se refere o § 2º serão reduzidas anualmente, para novas conexões, nos seguintes percentuais, de acordo com a fonte de energia:



I – 1% (um por cento) para a energia hidrelétrica e a derivada da biomassa e biogás;

II – 1,5% (um inteiro e cinco décimos por cento) para a energia eólica e oceânica;

III – 5% (cinco por cento) para a energia solar.

§ 4º O percentual de decréscimo anual referente ao valor a ser pago pela micro e minigeração distribuída, para o caso da energia solar, poderá ser aumentado, caso a capacidade instalada no país, no exercício anterior, supere a meta anual definida para a fonte em regulamento, que não poderá ser inferior a 1000 (mil) megawatts (MW).

§ 5º O valor da energia excedente, apurado conforme disposto nos §§ 1º, 2º, 3º e 4º, será creditado na fatura de energia elétrica seguinte.

§ 6º Quando o valor da fatura seguinte não for suficiente para que o consumidor recupere todo o crédito a que tem direito, os valores remanescentes serão abatidos, sucessivamente, nas próximas faturas, até o período de seis meses, a partir do qual o consumidor poderá optar por receber o montante acumulado em moeda corrente.

§ 7º Para o caso da microgeração distribuída, o custo da instalação de equipamentos de medição para permitir a aplicação das disposições de que trata este artigo será de responsabilidade das distribuidoras.

§ 8º Para o caso da geração de energia elétrica por microgeração distribuída, deverão ser padronizados, para todo o território nacional, os sistemas de medição e conexão, a forma de registro dos empreendimentos, bem como o modelo dos contratos de conexão e de uso dos sistemas de distribuição e de transmissão.

§ 9º A conexão das unidades de microgeração distribuída ao sistema de distribuição, no mesmo ponto de entrega de energia ao consumidor, deverá ser realizada no prazo máximo de noventa dias, após solicitação de seus proprietários, que serão responsáveis pelos custos de conexão.

§ 10. Os custos associados aos reforços na rede de distribuição eventualmente necessários para o recebimento da energia de que trata este artigo serão de responsabilidade das distribuidoras e serão considerados no cálculo das respectivas tarifas de distribuição.

§ 11. Os proprietários das centrais de micro e minigeração distribuída poderão se apropriar integralmente dos benefícios financeiros decorrentes da comercialização de reduções certificadas de emissões



de gases de efeito estufa decorrentes da aplicação das disposições deste artigo.

§ 12. As centrais de micro e minigeração distribuída estarão isentas do pagamento de tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica.

§ 13. Quando micro ou minigeração distribuída for conectada diretamente à rede de distribuição, com o propósito de fornecer energia ao sistema elétrico, a energia injetada será obrigatoriamente adquirida pelas distribuidoras e será remunerada de acordo com o disposto nos §§ 2º, 3º e 4º.

§ 14. Não se aplica o disposto no § 13 à fonte solar, cujas instalações de micro e minigeração distribuída não poderão apresentar excedente mensal superior a 50% da média mensal de consumo dos últimos doze meses da unidade consumidora a que estiverem vinculadas.

Art. 4º O art. 2º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, passa a vigorar com a seguinte redação:

“Art. 2º

§ 8º

II – proveniente de:

.....
 e) micro ou minigeração distribuída, constituídas de centrais de geração de energia elétrica de capacidade instalada até 100 quilowatts (kW) e 1000 kW, respectivamente, que utilizem, exclusivamente, fontes renováveis de energia.

.....” (NR)

Art. 5º. O inciso I do § 4º do art. 11 da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, passa a vigorar com a seguinte redação:

“Art. 11.

§ 4º

I – aproveitamento hidrelétrico de que trata o inciso I do art. 26 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, aproveitamento hidrelétrico com potência igual ou inferior a 1.000 kW, ou a geração de energia elétrica a partir de fontes eólica, solar, biomassa e



gás natural, que venha a ser implantado em sistema elétrico isolado e substitua a geração termelétrica que utilize derivado de petróleo ou desloque sua operação para atender ao incremento do mercado;

.....” (NR)

Seção III

Da Elevação da Capacidade Energética das Hidrelétricas

Art. 6º O art. 26 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, passa a vigorar com a seguinte redação:

“Art. 26.

.....
§ 7º As autorizações e concessões que venham a ter acréscimo de capacidade na forma do inciso V deste artigo serão prorrogadas por prazo suficiente à amortização dos investimentos, limitado a 20 (vinte) anos.

.....
§ 10. Aplicam-se os benefícios previstos nos §§ 1º e 5º deste artigo às pequenas centrais hidrelétricas que venham a ter acréscimo de capacidade na forma do inciso V deste artigo, independentemente da destinação da energia produzida.” (NR)

Seção IV

Dos Certificados Comercializáveis de Energia Alternativa Renovável

Art. 7º Ficam instituídos os Certificados Comercializáveis de Energia Renovável.

Art. 8º O Certificado Comercializável de Energia Renovável, depois de registrado junto à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, constitui a obrigação do agente de geração vendedor de fornecer aos agentes atuantes no Ambiente de Contratação Livre, no decorrer do período estabelecido, o montante de energia elétrica especificado no documento.

Parágrafo único. Os Certificados Comercializáveis de Energia Renovável serão comercializáveis desde a sua emissão até o final do período de fornecimento, respeitados, nesse último caso, os saldos de energia remanescentes.



Art. 9º O montante de energia elétrica especificado no Certificado Comercializável de Energia Renovável deverá representar parcela da efetiva capacidade de empreendimento de produção de energia elétrica a partir de fontes renováveis.

Art. 10. Os Certificados Comercializáveis de Energia Renovável registrados na CCEE poderão ser utilizados para comprovar a contratação de energia necessária para atendimento à carga dos consumidores livres de que tratam os arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995.

Seção V Da Energia Solar

Art. 11. As instituições financeiras e os agentes financeiros do Sistema Financeiro da Habitação deverão incluir o custo de sistema de aquecimento solar de água e de sistema de geração de energia fotovoltaica nos financiamentos imobiliários que utilizarem recursos do Sistema Brasileiro de Poupança e Empréstimo – SBPE, Fundo de Garantia do Tempo de Serviço – FGTS, Fundo de Amparo ao Trabalhador – FAT e Orçamento Geral da União – OGU, se assim solicitado pelo proponente do financiamento.

Art. 12. Recursos da Reserva Global de Reversão, de que trata o § 2º do artigo 13 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, poderão ser utilizados para financiar a aquisição de sistemas de aquecimento solar de água e de sistema de geração de energia fotovoltaica a serem instalados nas edificações residenciais brasileiras.

§ 1º Os recursos de que trata o *caput* serão repassados aos consumidores residenciais pelas concessionárias, permissionárias e autorizadas do serviço público de distribuição de energia elétrica.

§ 2º Os financiamentos dos consumidores residenciais de energia elétrica que adquirirem sistemas de aquecimento solar ou sistema de geração de energia fotovoltaica na forma do disposto neste artigo serão pagos por meio de parcelas mensais cobradas por intermédio das faturas de energia elétrica.

§ 3º A taxa de juros anual máxima para a concessão dos financiamentos previstos neste artigo será a Taxa de Juros de Longo Prazo – TJLP.



§ 4º Além da taxa de juros prevista no § 3º, poderão ser cobrados dos consumidores financiados os custos administrativos incorridos pelos agentes de distribuição de energia elétrica para concessão dos financiamentos.

Art. 13. O art. 82 da Lei nº 11.977, de 7 de julho de 2009, passa a vigorar com a seguinte redação:

“Art. 82. Os recursos do PMCMV somente poderão ser utilizados para o financiamento da construção ou aquisição de imóveis residenciais novos que possuam sistema termossolar de aquecimento de água.

§ 1º Fica autorizado o custeio, no âmbito do PMCMV, da aquisição e instalação de equipamentos para produção de energia fotovoltaica ou que contribuam para a redução do consumo de água em moradias.

§ 2º No caso de empreendimentos com recursos do FAR, poderão ser financiados também equipamentos de educação, saúde e outros equipamentos sociais complementares à habitação, nos termos do regulamento.

§ 3º O disposto no *caput* não se aplica para o caso dos projetos em que o interessado demonstrar a inviabilidade técnica de instalação de sistema termossolar de aquecimento de água”. (NR)

Seção VI

Das Pesquisas em Fontes Alternativas Renováveis de Energia

Art. 14. O art. 4º da Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000, passa a vigorar com a seguinte redação:

“Art. 4º

I – 25% (vinte e cinco por cento) para o Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico – FNDCT, criado pelo Decreto-Lei nº 719, de 31 de julho de 1969, e restabelecido pela Lei nº 8.172, de 18 de janeiro de 1991;

II – 25% (vinte e cinco por cento) para projetos de pesquisa e desenvolvimento, segundo regulamentos estabelecidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL;

III – 20% (vinte por cento) para o MME, a fim de custear os estudos e pesquisas de planejamento da expansão do sistema



energético, bem como os de inventário e de viabilidade necessários ao aproveitamento dos potenciais hidrelétricos e estudos para levantamento dos potenciais hidrelétricos, eólicos, solares e da biomassa compatíveis com a micro e a minigeração distribuídas;

IV – 30% (trinta por cento) para o Fundo para Pesquisas em Fontes Alternativas Renováveis de Energia Elétrica e Solar.

.....” (NR)

Art. 15. Fica instituído o Fundo para Pesquisas em Fontes Alternativas Renováveis de Energia Elétrica e Solar, constituído pelos seguintes recursos:

I – recursos a ele destinados por intermédio do inciso IV do art. 4º da Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000;

II – recursos orçamentários a ele especificamente destinados;

III – rendimentos de operações financeiras que realizar;

IV – recursos decorrentes de acordos, ajustes, contratos e convênios celebrados com órgãos e entidades da administração pública federal, estadual, distrital ou municipal;

V – doações realizadas por entidades nacionais e internacionais, públicas ou privadas;

VI – empréstimos de instituições financeiras nacionais e internacionais;

VII – reversão dos saldos anuais não aplicados.

Parágrafo único. O Fundo para Pesquisas em Fontes Alternativas Renováveis de Energia Elétrica e Solar terá o objetivo de financiar as atividades de pesquisa científica, capacitação profissional e desenvolvimento tecnológico realizadas em centro nacional de pesquisas em fontes alternativas renováveis para produção de energia elétrica e solar térmica.

Seção VII

Da Produção de Biocombustíveis em Pequena Escala

Art. 16. As pequenas unidades de produção de biocombustíveis poderão vender seus produtos diretamente para os postos revendedores de combustíveis ou para os consumidores finais, por intermédio de postos revendedores próprios, registrados na Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP.



Art. 17. As cooperativas de pequenos produtores rurais, assim definidos no âmbito do Programa Nacional de Fortalecimento da Agricultura Familiar, poderão vender os biocombustíveis por elas produzidos diretamente para os postos revendedores de combustíveis ou para os consumidores finais, por intermédio de postos revendedores próprios, registrados na ANP.

Art. 18. Cooperativa de produtores rurais poderá ser autorizada a transportar, por meio de gasoduto, os biocombustíveis gasosos produzidos pelos associados, de maneira a possibilitar que sejam consumidos, transformados, armazenados ou comercializados de forma centralizada pela cooperativa.

Parágrafo único. A autorização para o transporte de biogás na forma do *caput* será concedida pela entidade federal competente para regular as atividades de transporte de biocombustíveis.

Seção VIII

Do Crédito à Produção de Energia em Pequena Escala

Art. 19. Fica instituído o Programa Nacional de Crédito aos Pequenos Produtores de Energia Renovável – PPER, com o objetivo de prover recursos para financiar a implantação de pequenas centrais de energia renovável e de pequenas unidades de produção de biocombustíveis.

§ 1º São beneficiárias do PPER as pessoas físicas e jurídicas que possuam projetos para implantação de pequenas centrais de energia renovável e de pequenas unidades de produção de biocombustíveis.

§ 2º São recursos destinados ao PPER os provenientes:

I – do Fundo de Amparo ao Trabalhador – FAT;

II – do Fundo Nacional sobre Mudança do Clima, criado pela Lei nº 12.114, de 9 de dezembro de 2009;

III – do orçamento geral da União.

Art. 20. Fica instituído o Fundo de Garantia aos Pequenos Produtores de Energia Renovável – FGER, que terá por finalidade prestar garantias aos financiamentos concedidos por instituição financeira para a implantação de pequenas centrais de energia renovável e de pequenas unidades de produção de biocombustíveis.

Parágrafo único. O FGER contará com recursos:



- I – da Reserva Global de Reversão – RGR, de que trata o § 2º do artigo 13 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996;
- II – recursos orçamentários a ele especificamente destinados;
- III – rendimentos de operações financeiras que realizar;
- IV – doações realizadas por entidades nacionais e internacionais, públicas ou privadas;
- V – empréstimos de instituições financeiras nacionais e internacionais;
- VI – reversão dos saldos anuais não aplicados.

Seção IX Dos Incentivos Tributários

Art. 21. Os veículos automóveis elétricos e elétricos híbridos, bem como aqueles movidos a hidrogênio ou ar comprimido, ficam isentos do Imposto sobre Produtos Industrializados, inclusive quanto a partes, peças, acessórios e insumos utilizados em sua fabricação ou que os integrem.

Art. 22. O imposto de renda incidente sobre os rendimentos de fundos de investimentos em títulos e valores mobiliários emitidos por empresas geradoras de energia a partir de fontes alternativas renováveis, bem como de empresas industriais produtoras de equipamentos, partes, peças e acessórios que sejam destinados à produção de energia proveniente de fontes alternativas renováveis, terá alíquota cinco pontos percentuais inferiores à alíquota aplicável à taxaço dos demais fundos de investimentos classificados como de renda variável.

Art. 23. O art. 13 da Lei nº 9.249, de 26 de dezembro de 1995, passa a vigorar com a seguinte redação:

“Art. 13
.....
§ 3º Poderão ser deduzidos, até o limite de 8% (oito por cento), por período de apuração, do lucro operacional da pessoa jurídica, os gastos com a aquisição de bens e prestação de serviços a serem utilizados ou incorporados na construção ou montagem de instalações destinadas ao aproveitamento, pelo adquirente dos bens ou tomador dos serviços, de energia solar ou eólica ou de outras fontes alternativas renováveis utilizadas na geração de energia elétrica.



§ 4º O saldo remanescente da dedução prevista no § 3º deste artigo, não aproveitado devido ao limite de que trata o referido parágrafo, poderá ser deduzido nos períodos de apuração seguintes.

§ 5º O disposto nos §§ 3º e 4º não exclui outras deduções previstas na legislação tributária.” (NR)

Art. 24. O art. 8º da Lei nº 9.250, de 26 de dezembro de 1995, passa a vigorar com a seguinte redação:

“Art. 8º

.....

II –

.....

h) a gastos com a aquisição de bens e com a prestação de serviços a serem utilizados ou incorporados na construção ou montagem de instalações destinadas ao aproveitamento, pelo adquirente dos bens ou tomador dos serviços, de energia solar ou eólica ou de outras fontes alternativas renováveis utilizadas na geração de energia elétrica;

.....

§ 4º A dedução prevista na alínea “h” do inciso II do *caput* deste artigo fica limitada a 8% (oito por cento), por ano-calendário, da soma dos rendimentos de que trata o inciso I do *caput* deste artigo.” (NR)

Art. 25. Esta lei entra em vigor na data de sua publicação.

JUSTIFICAÇÃO

As energias renováveis são de grande importância para o Brasil. Explorá-las implica na diversificação de nossa matriz energética de forma limpa, com a redução de emissões de poluentes, incluídos os causadores de efeito estufa, e o aumento da segurança energética.

O Brasil tem obtido grande êxito na utilização das fontes renováveis em grande escala, como atestam o sucesso dos recentes leilões de energia elétrica na contratação das fontes eólica e hidrelétrica, assim como importante participação do etanol e do biodiesel no mercado de combustíveis líquidos.



Como resultado, o Brasil apresenta uma participação de renováveis de 45,5% em sua oferta de energia, enquanto a média mundial é de 13,3%. Todavia, observa-se que a legislação brasileira possui uma importante lacuna no campo das fontes renováveis. As normas em vigor não permitem a produção de energia em instalações de pequena escala, como painéis fotovoltaicos montados sobre telhados de residências. Para geração de energia nessa ordem de grandeza e sua injeção na rede de distribuição de energia elétrica são exigidos os mesmos equipamentos requeridos para o caso das grandes usinas. A comercialização da energia, por sua vez, requer os mesmos procedimentos burocráticos que as grandes plantas de geração. Além disso, os preços pagos aos pequenos produtores de energia são incompatíveis com os custos incorridos e com os benefícios que trazem ao setor energético e à sociedade como um todo.

Em razão desse ambiente hostil, observa-se que o Brasil está em posição de grande desvantagem quando se analisa o panorama da produção de energia em pequena escala no mundo. Essa situação nos impõe custos econômicos, ambientais e sociais e precisa ser revertida.

O propósito desse projeto de lei é contribuir para o desenvolvimento das fontes alternativas renováveis de energia, que foram definidas como energia eólica, solar, geotérmica, de pequenos aproveitamentos de potenciais hidráulicos, da biomassa, dos oceanos e as pequenas unidades de produção de biocombustíveis.

A elaboração desta proposição foi subsidiada por amplo estudo realizado no âmbito do Conselho de Altos Estudos e Avaliação Tecnológica e teve também como referência, entre outras propostas, o substitutivo final aprovado pela comissão especial destinada a apreciar o Projeto de Lei nº 630/2003 e demais projetos apensados.

No que se refere à produção de energia elétrica em pequena escala, propomos a criação de duas novas modalidades de geração, a micro e a minigeração distribuída. Por meio dessas duas modalidades, o consumidor de energia elétrica que também produzi-la poderá abater a energia injetada na rede do seu consumo de eletricidade. Caso a geração seja superior ao consumo, serão gerados créditos a serem compensados



nos seis meses seguintes. Após esse prazo, poderá resgatar o saldo em moeda corrente, de acordo com a fonte de energia utilizada.

Quando as instalações de micro e minigeração distribuída possuírem o propósito único de gerar energia elétrica, as distribuidoras também deverão adquirir a energia produzida e deverão remunerá-la por valores que variam de acordo com a fonte de geração.

As instalações de microgeração distribuída são aquelas com capacidade instalada de geração de até 100 quilowatts (kW). Por sua vez, considera-se minigeração distribuída a derivada de instalações cuja capacidade instalada seja superior a 100 kW e igual ou inferior a 1000 kW. Essas faixas de potência são compatíveis com as medidas propostas pela Agência Nacional de Energia Elétrica – Aneel, por meio da Audiência Pública nº 42/2011, instituída para ouvir a sociedade sobre a minuta de resolução que visa a para reduzir as barreiras para a instalação de micro e minigeração distribuída incentivada.

Com a criação dessas novas modalidades, deverá surgir um novo mercado no país para equipamentos e serviços de geração de energia elétrica em pequena escala. Com isso, abre-se a possibilidade de instalação de toda uma cadeia produtiva no setor, como a implantação de unidades industriais de produção de painéis fotovoltaicos, por exemplo. Essa indústria apresentou grande expansão no mundo, mas não alcançou o Brasil, em razão da deficiência de nossa legislação, apesar de possuímos as maiores reservas de silício do planeta, principal matéria-prima para a produção dos módulos solares.

Quanto à energia solar fotovoltaica, convém ressaltar que, de acordo com a Aneel, essa fonte já é viável no Brasil e pode contribuir para melhorar as condições de nossa rede elétrica. Em nota técnica, datada de 20 de junho de 2011, que subsidiou a realização de audiência pública para receber contribuições para reduzir as barreiras à geração distribuída de pequeno porte, a área técnica da agência demonstrou essa viabilidade.

Nesse documento da agência reguladora, foi informado que nove distribuidoras possuem tarifas finais acima de R\$ 600 por megawatt-hora (MWh) e 22 praticam tarifas entre R\$ 500 e R\$ 600 por MWh, abrangendo estados como Minas Gerais, Maranhão, Tocantins,



Ceará, Piauí, parte do Rio de Janeiro, Mato Grosso e interior de São Paulo. Assim, como o custo da geração fotovoltaica é estimado entre R\$ 500 e R\$ 600 por MWh, essa fonte já pode ser viável nas áreas de concessão dessas 31 distribuidoras.

É preciso considerar também que a instalação de pequenas unidades de geração distribuída nas áreas rurais poderá contribuir decisivamente para o desenvolvimento sustentável no campo, promovendo melhor distribuição de renda que o modelo centralizado de produção de eletricidade hoje vigente. O efeito multiplicador dessa nova atividade no meio rural certamente contribuirá para redução das desigualdades regionais, que é um dos objetivos primordiais de nossa República, conforme assentado no artigo 3º da Constituição Federal.

Esta proposta também prevê a adoção de incentivos para facilitar o acréscimo da capacidade de geração de energia das hidrelétricas, uma vez que a elevação da eficiência dos aproveitamentos é a forma mais barata e de menor impacto ambiental para aumento da produção de energia renovável no país.

Propomos ainda a criação de certificados comercializáveis de energia alternativa renovável, que terão a finalidade facilitar a negociação da energia produzida por fontes limpas no ambiente de contratação livre de energia elétrica.

Em relação à energia solar, o projeto prevê também a exigência de que as instituições financeiras passem a incorporar nos financiamentos imobiliários a instalação de sistema de aquecimento solar de água e de sistema de geração de energia fotovoltaica. Prevê, ainda, a instituição de mecanismo em que os consumidores de energia elétrica possam obter financiamento para instalação de sistemas de energia solar, térmicos ou fotovoltaicos, por meio da distribuidora de energia elétrica, sendo as parcelas correspondentes ao pagamento cobradas por meio da fatura de energia elétrica. Propomos também que, no âmbito do Programa Minha Casa Minha Vida, seja obrigatória a utilização da energia termossolar, que reduz sobremaneira os dispêndios em energia elétrica das famílias de baixa renda. Nesse programa governamental, propomos ainda que seja facultativa a utilização de sistema fotovoltaico.



O objetivo dessas medidas é eliminar uma das principais barreiras para a utilização da energia solar, referente ao custo inicial de aquisição e instalação dos equipamentos necessários para seu aproveitamento. Dessa maneira, serão beneficiados os consumidores finais, enquanto se cria o mercado que permitirá o desenvolvimento da indústria de energia solar, com grande geração de emprego e renda.

Quanto à disponibilização de crédito para a produção de energia em pequena escala, o projeto prevê a instituição de programa que contará, principalmente, com recursos do Fundo de Amparo ao Trabalhador – FAT, administrados pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES. Essa medida é fundamental, pois aqueles que desejam produzir energia a partir de fontes renováveis, por meio de empreendimentos de menor porte, encontram grande dificuldade na obtenção de recursos financeiros, o que não ocorre para o caso dos grandes empreendimentos energéticos.

Ainda com relação a esse ponto do crédito, esta proposição também ataca outra relevante barreira para esses pequenos empreendimentos, que é a obtenção de garantia para aprovação dos financiamentos. Propomos, assim, a criação de um fundo garantidor, com a finalidade de prestar garantias aos financiamentos concedidos por instituição financeira para a implantação de pequenas centrais de energia renovável e de pequenas unidades de produção de biocombustíveis.

No que se refere à pesquisa e desenvolvimento das fontes alternativas renováveis, o projeto propõe a criação do Fundo para Pesquisas em Fontes Alternativas Renováveis de Energia Elétrica e Solar, constituído, principalmente, de recursos provenientes das aplicações obrigatórias das empresas do setor elétrico em pesquisa e desenvolvimento. O objetivo do fundo será financiar as atividades de pesquisa científica, capacitação profissional e desenvolvimento tecnológico realizadas em um centro nacional de pesquisas em fontes alternativas renováveis de energia elétrica e solar. A criação desse centro facilitará a coordenação dos esforços das atividades de pesquisa no Brasil, possibilitando maiores avanços técnicos e aumentando a efetividade da aplicação dos recursos.



Este projeto de lei prevê também que os recursos provenientes das empresas do setor elétrico para financiar estudos afetos aos potenciais hidrelétricos sejam também utilizados para levantamento dos potenciais hidrelétricos, eólicos, solares e da biomassa compatíveis com a micro e a minigeração distribuída.

Esta proposição inclui também dispositivos que permitem que as pequenas unidades de produção de biocombustíveis e as cooperativas de produtores rurais comercializem os biocombustíveis produzidos diretamente com os postos revendedores, ou com os consumidores finais. Dessa forma, procura-se alterar o modelo vigente que, especialmente para o caso do etanol, favorece os grandes empreendimentos de produção, e impede uma maior participação dos pequenos e médios agricultores. A medida sugerida terá o efeito de promover maior inclusão social e desenvolvimento regional, com melhor distribuição de renda nas áreas rurais.

Quanto aos biocombustíveis gasosos, como, por exemplo, o biogás produzido a partir da digestão anaeróbica de dejetos de animais, o projeto permite que cooperativa de produtores rurais utilizem gasoduto para transportar o produto até o local onde lhe será dada uma destinação conjunta. Na cooperativa o biocombustível poderá ser queimado para a produção de energia elétrica ou calor. Poderá também ser tratado e utilizado para outros fins, como combustível automotivo ou insumo em indústria química. Com essa medida, é favorecida a produção de energia renovável, com o benefício adicional de fornecer uma destinação a resíduos que poderiam, de outra forma, vir a poluir os recursos hídricos da região onde são produzidos.

Por fim, foram incluídos na proposta incentivos tributários que contemplam os veículos elétricos e elétricos híbridos, bem como aqueles movidos a hidrogênio ou ar comprimido; os fundos de investimento financeiro cujos recursos são aplicados em fontes alternativas renováveis de energia; e deduções no imposto de renda de pessoas físicas e jurídicas dos recursos aplicados em energias alternativas renováveis.

As medidas propostas neste projeto terão como resultado aumento significativo da produção de energia de forma descentralizada no Brasil, o que trará, certamente, extraordinários benefícios ambien-



tais, econômicos e sociais. Por esse motivo, solicitamos aos colegas parlamentares decisivo apoio para sua rápida transformação em lei.

Sala das Sessões, em de de 2012.

Deputado PEDRO UCZAI (PT-SC)

Relator do tema no Conselho de Altos Estudos e Avaliação Tecnológica

Deputado INOCÊNCIO OLIVEIRA (PR-PE)

Presidente do Conselho de Altos Estudos e Avaliação Tecnológica



CONHEÇA OUTROS TÍTULOS DA SÉRIE CADERNOS DE ALTOS ESTUDOS
NA PÁGINA DO CONSELHO: WWW.CAMARA.GOV.BR/CAEAT
OU NA PÁGINA DA EDIÇÕES CÂMARA, NO PORTAL DA CÂMARA DOS DEPUTADOS:
WWW2.CAMARA.GOV.BR/DOCUMENTOS-E-PESQUISA/PUBLICACOES/EDICOES

