

Biblioteca Digital da Câmara dos Deputados
Centro de Documentação e Informação
Coordenação de Biblioteca
<http://bd.camara.gov.br>

"Dissemina os documentos digitais de interesse da atividade legislativa e da sociedade."



POLÍTICAS PÚBLICAS PARA FONTES ALTERNATIVAS E RENOVÁVEIS PARA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Paulo César Ribeiro Lima
Consultor Legislativo da Área XII
Recursos Minerais, Hídricos e Energéticos

ESTUDO

JULHO/2007



Câmara dos Deputados
Praça 3 Poderes
Consultoria Legislativa
Anexo III - Térreo
Brasília - DF

SUMÁRIO

1. Introdução.....	3
2. O perfil energético brasileiro.....	4
3. O contexto político e institucional do setor elétrico	8
3.1 As privatizações.....	8
3.2 A crise de energia	9
3.3 A segunda reestruturação.....	10
3.4 A questão do acesso à energia elétrica	12
4. Fontes alternativas e renováveis	14
4.1 Histórico no Brasil.....	14
4.2 Proinfa.....	15
4.2.1 Pequenas Centrais Hidrelétricas	16
4.2.2 Energia Eólica.....	17
4.2.3 Biomassa de cana-de-açúcar.....	18
4.2.4 Resultados do Proinfa I e principais dificuldades.....	19
4.2.5 A possibilidade de uso do MDL.....	20
4.3 Mecanismos de incentivo na União Européia.....	22
4.3.1 Tender system.....	22
4.3.2 <i>Quota system</i> com certificados verdes	23
4.3.3 Feed-in tariffs.....	23
5. Análise e proposta de políticas públicas.....	23
6. Conclusões	27
7. Recomendações.....	29
Bibliografia	31

© 2007 Câmara dos Deputados.

Todos os direitos reservados. Este trabalho poderá ser reproduzido ou transmitido na íntegra, desde que citados o autor e a Consultoria Legislativa da Câmara dos Deputados. São vedadas a venda, a reprodução parcial e a tradução, sem autorização prévia por escrito da Câmara dos Deputados.

Este trabalho é de inteira responsabilidade de seu autor, não representando necessariamente a opinião da Câmara dos Deputados.

POLÍTICAS PÚBLICAS PARA FONTES ALTERNATIVAS E RENOVÁVEIS PARA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Paulo César Ribeiro Lima

1. INTRODUÇÃO

No atual cenário energético brasileiro, com possibilidade de um novo racionamento, as fontes alternativas e renováveis de energia, assim como a geração distribuída, devem entrar, fortemente, na matriz elétrica nacional.

As fontes renováveis e a geração distribuída são uma alternativa importante para o País, uma vez que têm suporte nos abundantes recursos naturais brasileiros e na co-geração de energia elétrica.

Este trabalho tem o objetivo de analisar e sugerir marcos legais para viabilizar centrais de geração, principalmente a partir da biomassa, um maior uso da energia solar térmica e um maior aproveitamento de pequenos potenciais hidráulicos.

São apresentadas uma visão geral do setor elétrico brasileiro, os principais potenciais de geração de energia elétrica a partir das fontes alternativas e renováveis, e propostas de alteração no marco legal, de modo a aumentar a participação dessas fontes na matriz elétrica.

Na realidade, o Brasil é hoje uma país industrializado que necessita de grande oferta de energia elétrica, sendo que grande parte dessa energia vem de projetos hidrelétricos cujos impactos ambientais e distâncias dos centros de consumo tendem a aumentar. Sendo assim, cada MW produzido a partir de fontes alternativas e renováveis, além de contribuir para a segurança energética do país, contribui com o meio ambiente.

2. O PERFIL ENERGÉTICO BRASILEIRO

O Brasil é um país populoso de dimensões continentais, com área de 8,5 milhões km² e cerca de 182 milhões de habitantes. Apresenta, assim, uma densidade populacional de 20 habitantes por km².

A distribuição dessa população é desigual pelas diferentes Regiões. A maior concentração ocorre na Região Sudeste. Isso pode ser explicado pelo modelo de crescimento econômico, adotado a partir da década de 50, que privilegiou investimentos nas cidades de maior porte, particularmente Rio de Janeiro e São Paulo.

A concentração de investimentos nas cidades causou um intenso processo de migração. Em 2000, a maior parte da população brasileira, cerca de 83%, já vivia nas áreas urbanas.

Com a industrialização e a urbanização, o perfil energético brasileiro mudou rapidamente. A construção de uma infra-estrutura de transportes, baseada, principalmente, no transporte rodoviário, alterou a matriz energética. Em 1940, lenha e carvão vegetal representavam cerca de 80% das necessidades energéticas do Brasil. Nesse período, o petróleo representava apenas 6% e a energia hidráulica apenas 5%.

Conforme mostrado na Tabela 2.1, em 2004, somente 13,2% provinha de lenha e carvão vegetal, mostrando uma tendência de declínio no uso dessas fontes. De 1940 a 2004, a oferta interna de petróleo e derivados passou de 6,9% para 39,1%.

A oferta interna de energia em 2004, de 213,4 milhões de toneladas equivalentes de petróleo - tep, foi 219% superior ao montante de 1970 e correspondia a 2% da demanda mundial.

Em 2004, o fornecimento interno de energia respondia pelo abastecimento de 86% do consumo nacional. Os 14% restantes eram importados, principalmente petróleo e derivados, carvão mineral, gás natural e, em menor quantidade, energia elétrica.

Tabela 2.1 - Evolução da Oferta Interna de Energia

	1940	1970	1980	1990	2000	2004
TOTAL – 106 tep	23,7	66,9	114,7	141,9	190,6	213,4
Energia Não Renovável (%)	12,8	41,6	54,3	50,9	59	56,1
Petróleo e derivados (%)	6,4	37,7	48,3	40,7	45,5	39,1
Gás natural (%)	-	0,3	1,0	3,1	5,4	8,9
Carvão mineral e derivados (%)	6,4	3,6	5,1	6,7	7,1	6,7
Urânio e Outras (%)	-	0,0	0,0	0,4	0,9	1,5
Energia Renovável (%)	87,2	58,4	45,7	49,1	41	43,9
Hidráulica e eletricidade (%)	1,5	5,1	9,6	14,1	15,7	14,4
Lenha e carvão vegetal (%)	83,3	47,6	27,1	20,1	12,1	13,2
Produtos da cana (%)	2,4	5,4	8,0	13,4	10,9	13,5
Outras (%)	-	0,3	0,9	1,5	2,3	2,7

Apesar do grande crescimento no uso de combustíveis fósseis, observado nas últimas décadas, o Brasil ainda apresenta uma matriz energética das mais “limpas” do mundo, com a expressiva participação de 43,9% de fontes renováveis de energia.

Esse fato pode ser explicado pelos grandes investimentos na geração hidrelétrica e no Programa Nacional do Álcool - Proálcool. O Proálcool foi um ambicioso programa do governo brasileiro, que procurava reduzir a dependência externa do petróleo, principalmente no setor de transporte.

Criado em 1975, o Programa fez com que, ao final dos anos 80, o álcool combustível chegasse a abastecer cerca de 85% dos veículos leves do país. No entanto, problemas relacionados ao aumento do preço do açúcar no mercado internacional levaram a uma crise de abastecimento. A desconfiança dos consumidores fez com que o Proálcool passasse por grandes dificuldades.

Além disso, a redução no preço internacional do barril do petróleo, observada durante a década de 90, e a redução dos subsídios, trouxeram grandes dificuldades à continuidade do Programa.

Mais recentemente, com a tecnologia de motores *flex-fuel* e com a nova escalada dos preços do petróleo, abriram-se novas perspectivas para o álcool combustível. De 2004 a 2006, a produção anual de álcool aumentou de 15 para 17 bilhões de litros.

Em relação à energia elétrica, o grande aumento da oferta foi obtido por meio do aproveitamento dos potenciais hidráulicos de grande porte. Registre-se que o Brasil aproveita somente 26% do potencial hidráulico.

Em 2005, a oferta interna de eletricidade alcançou 441,6 TWh. Desse total 340,4 TWh foram provenientes de hidreletricidade, correspondendo a uma participação de 77,1%.

Entre 1990 e 2005, a participação da hidreletricidade reduziu-se 5,8%, enquanto a participação da termoeletricidade cresceu 8,1%. A participação das diversas fontes na geração térmica é apresentada na Figura 2.1.

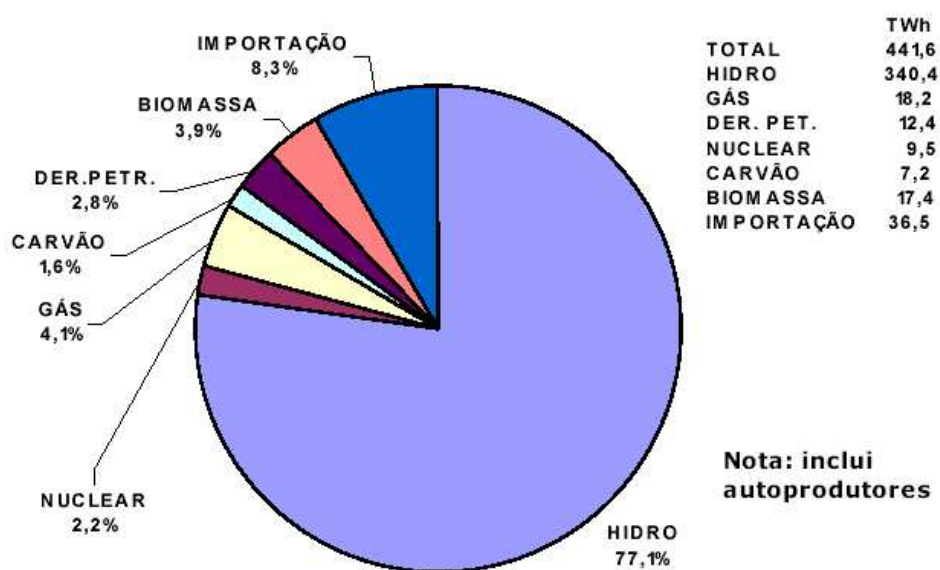


Figura 2.1 - Matriz de oferta de eletricidade.

Apesar de o sistema interligado nacional utilizar o parque térmico, em sua maior parte abastecido por óleo combustível, diesel e carvão, para complementar a geração de eletricidade proveniente das hidrelétricas, a recente oferta de gás natural vem permitindo a construção de geração térmica, prevista para operar na base.

Esse fato tende a aumentar as emissões de gases de efeito estufa do setor. No entanto, em comparação com os países desenvolvidos, as emissões de CO₂ do setor elétrico brasileiro não são significativas.

De fato, de acordo com o Plano Decenal de Expansão, para o período 2006-2015, o aumento da capacidade instalada de termelétrica tende a aumentar de 16.592 MW, em 2006, para 25.604 MW, em 2015. Isso representa um acréscimo de 69% na oferta de geração termelétrica no período, maior que o valor de 40% de aumento na oferta de hidreletricidade.

Conforme mostrado na Figura 2.2, em 2015, prevê-se que a participação de termelétricas suba para 21% e das hidrelétricas caia para 73%, na geração de eletricidade. Do total de termelétricas a serem adicionadas ao sistema interligado nacional, até 2015, cerca de 1.817 MW são biomassa e 5.341 MW gás natural.

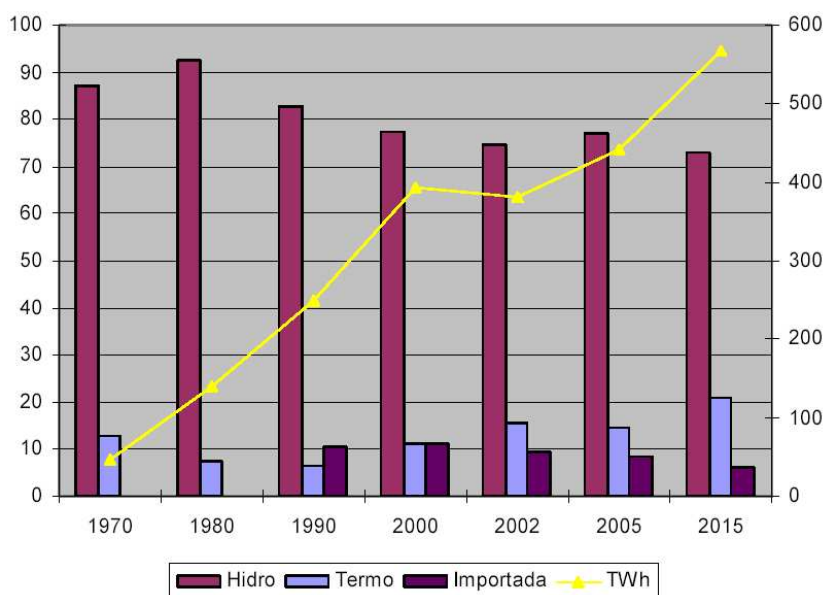


Figura 2.2 - Histórico e projeções para a oferta de energia elétrica.

O aumento correspondente das emissões de CO₂ ao final do horizonte decenal é cerca de 3 vezes o valor de 2006, ou seja, de 12,2 para 38 milhões de toneladas de CO₂.

3. O CONTEXTO POLÍTICO E INSTITUCIONAL DO SETOR ELÉTRICO

3.1. As privatizações

O setor elétrico tem passado por uma série de alterações nos últimos anos. A partir da década de 90, o setor, inicialmente monopolista, onde a coordenação e a política setorial ficavam a cargo da Eletrobrás, passou por uma reestruturação e foi, parcialmente, privatizado, seguindo o modelo neoliberal que tomou conta do cenário mundial.

A privatização das companhias de energia elétrica tinha como principal argumento a necessidade de assegurar os investimentos necessários para a expansão da oferta de energia, uma vez que havia uma percepção de esgotamento da capacidade de o Estado investir no setor, na escala necessária para atender ao aumento da demanda.

Os primeiros sinais da desestatização do setor elétrico vieram com a aprovação da Lei nº 8.631, de 1993, que eliminou a equalização tarifária, permitindo, assim, que as geradoras e distribuidoras pudessem fixar suas tarifas em razão dos seus respectivos custos de serviços.

Além disso, essa Lei promoveu outras duas medidas relevantes com vistas a acabar com a inadimplência do setor:

- o encontro contábil das contas a receber e a pagar das empresas, eliminando os créditos das geradoras federais junto às distribuidoras estaduais;
- o estabelecimento de contratos de fornecimento entre empresas geradoras e distribuidoras, onde deveriam ser fixados as demandas de potências e de energia a curto, médio e longo prazos.

Essas medidas criaram um ambiente favorável para implementar ações mais consistentes. Em 1995, a Lei nº 8.987, conhecida como Lei das Concessões, dispôs sobre o regime de concessão e de permissão de prestação de serviços de interesse geral e sobre o regime de concorrência na licitação de concessões.

Também em 1995, foi aprovada a Lei nº 9.074 que regulamentou a Lei das Concessões para projetos de geração, distribuição e transmissão de energia elétrica. Criou-se a figura do Produtor Independente de Energia Elétrica e estabeleceu-se a possibilidade de consumidores livres, com carga maior ou igual a 3.000 KW, atendidos em alta tensão, escolherem seu fornecedor de energia elétrica.

Para garantir as condições de equilíbrio do mercado de energia elétrica, bem como a qualidade do serviço prestado, foi criada a Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel, responsável por promover a regulação do setor.

Essa Agência tinha, entre outras, as seguintes incumbências:

- promover licitações para a geração, transmissão e distribuição; fornecer autorização e concessão para novas plantas de geração de energia;
- supervisionar os acordos de concessão;
- estabelecer critérios de cálculo do preço da tarifa e do acesso aos sistemas de transmissão e distribuição.

Em 1998, complementando o desenho final do modelo de privatização, a Lei nº 9.648 criou o Mercado Atacadista de Energia - MAE, ambiente no qual seriam realizadas as transações de compra e venda da energia elétrica no sistema interligado. Também foi criado o Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, para exercer as atividades de coordenação e controle dos despachos das usinas e da operação dos sistemas interligados.

Portanto, o setor elétrico, antes baseado no planejamento centralizado, foi privatizado. A reestruturação do setor dividiu a indústria de energia elétrica em quatro segmentos: geração, transmissão, distribuição e comercialização.

A Reforma do setor elétrico não chegou, no entanto, a ser completamente implementada, pois o processo de privatização não foi concluído, da mesma forma que não se conseguiu atrair o capital privado. Por fim, a crise de desabastecimento do setor, em 2001, evidenciou a fragilidade do modelo.

3.2. A crise de energia

Durante a privatização, o governo, preocupado com a expansão da oferta de energia no curto prazo e buscando atrair o investimento da iniciativa privada, resolveu estimular a implantação de termelétricas a gás natural, oferecendo garantia de compra em contrato de 20 anos e condições favoráveis de financiamento.

No entanto, o fato de o processo de privatização ter sua lógica invertida por anseios políticos e necessidades de antecipar a arrecadação dos recursos via privatização ocasionou incertezas no mercado, o que dificultou o investimento privado.

Além disso, o Brasil tornou-se fortemente dependente da importação do gás natural. Com a desvalorização da moeda, em 2002, o risco associado inviabilizou a construção de novas térmicas a gás.

Paralelamente, as estatais do setor elétrico, devido ao acordo de equilíbrio fiscal com o Fundo Monetário Internacional – FMI, foram impedidas de investir na expansão do setor, embora tivessem recursos em caixa para isso. Como o investimento não ocorreu e a demanda continuou crescendo, o risco de déficit de energia aumentou.

O nível dos reservatórios, que nunca ficou abaixo de 44%, a partir da década de 90 foi sendo reduzido até o limite de 19%, em novembro de 1999. Com a pequena precipitação de 2001, ocorreu a crise no abastecimento de energia elétrica que culminou no famoso “apagão”.

Em resposta, o governo criou, em caráter de urgência, a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica - GCE, com o objetivo de propor medidas para minimizar os efeitos da falta de eletricidade no País. Dessa forma, foi lançado o Programa Prioritário de Termelétricidade - PPT, para aumentar a oferta de eletricidade a partir de termelétricas, e o Programa Emergencial de Energia Eólica - Proeólica, que não saiu do papel devido aos riscos regulatórios e dificuldades financeiras existentes, uma vez que esse Programa foi implantado por meio de decreto e os incentivos não eram suficientes.

A GCE também adotou um plano de racionamento de energia elétrica para todos os consumidores. Esse racionamento foi um sucesso e reduziu, substancialmente, o consumo de energia elétrica. Após o racionamento, quando os reservatórios voltaram ao normal, o consumo ainda se manteve em níveis mais baixos ao consumo anterior a crise de energia.

3.3. A segunda reestruturação

Diante das dificuldades do setor em gerar os investimentos necessários e da ineficiência do sistema de privatização engendrado, o novo governo, eleito em 2003, começou a discutir um novo marco legal para o setor.

A principal preocupação era equacionar as limitações e insuficiência do modelo anterior, tendo como questão central construir um ambiente atrativo para novos investidores.

Dessa forma, o “Novo Modelo do Setor Elétrico”, instituído em 2004, por meio da Lei nº 10.848, introduziu um modelo baseado no seguinte tripé:

- modicidade tarifária;
- segurança do suprimento;
- marco regulatório estável.

Foram criados novos agentes:

- Empresa de Pesquisa Energética - EPE para subsidiar o planejamento estratégico do setor;
- Comitê de Monitoramento do Sistema Elétrico - CMSE;
- Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, que substituiu o MAE.

Para garantir a modicidade tarifária, o Novo Modelo instituiu um sistema com o critério de menor tarifa e com contratos bilaterais de longo prazo. As companhias distribuidoras devem prever seus mercados com uma antecedência de 5 anos. Permitiu-se, ainda, a realização dos chamados leilões de ajustes para garantir a segurança do abastecimento.

O modelo prevê a realização dos seguintes tipos de leilão:

- A-5 - leilão para entrega cinco anos após o contrato. São leilões de energia de novos empreendimentos de geração;
- A-3 - leilão para entrega três anos após o contrato. Também são leilões de novos empreendimentos;
- A-1 - leilão para entrega no ano seguinte. São leilões de energia de usinas existentes.
- Leilão de ajuste - leilão para que a distribuidora ajuste, no curtíssimo prazo, a quantidade de energia já contratada com o seu mercado. São leilões de energia de usinas existentes e contratos com prazo de duração menor que um ano.

Nos leilões também serão levadas em consideração fontes alternativas, conforme previsto na Lei nº 10.848, de 2004. No entanto, deve-se observar que os empreendedores de fontes alternativas somente participarão do leilão se as condições forem suficientemente atrativas.

Um dos avanços do Novo Modelo, de modo a evitar problemas na construção e no comissionamento de novas usinas, foi a exigência para que todos os novos projetos de geração tenham a licença ambiental prévia, antes do leilão. No entanto, essa questão ainda não está totalmente equacionada. Muitos empreendimentos ainda estão enfrentando problemas de licenciamento.

No que diz respeito a comercialização, o Novo Modelo prevê a existência de dois ambientes de contratação:

- Ambiente de Contratação Regulada - ACR;

- Ambiente de Contratação Livre - ACL.

No ambiente regulado, são compradores os distribuidores, podendo ser vendedores os geradores, importadores e comercializadores. Cada contrato de venda de energia deve ter um lastro físico de geração, de forma que não existam contratos sem a correspondente capacidade física de suprimento.

O lastro para garantir 100% dos contratos de venda, bem como dos seus mercados, para os distribuidores e consumidores livres, deve ser verificado, mensalmente, com base nos registros feitos na CCEE nos últimos doze meses.

É permitido ao distribuidor adquirir até 10% de seu mercado a partir de geração distribuída, definida como sendo a fonte geradora conectada diretamente ao sistema do comprador, exceto se hidrelétrico, com capacidade superior a 30 MW, e termelétrico com eficiência energética inferior a 75%, exceto biomassa.

O ACL permite operações de compra e venda entre geradores, comercializadores, importadores, exportadores e consumidores livres, excluindo-se apenas os distribuidores.

Esse novo arranjo institucional aumenta o poder do Estado nas decisões do setor, já que o governo passa a ter a responsabilidade sobre o planejamento da expansão, e das concessões e autorizações para os novos empreendimentos.

Em 2005, ocorreram os leilões públicos para energia “velha”. Os preços negociados ficaram em torno de R\$ 62,66 por MWh no primeiro leilão, para início de fornecimento em 2005, 2006 e 2007, por um período de oito anos, e de R\$ 83,13 por MWh no segundo leilão, para início de fornecimento em 2008 e 2009, por um período de oito anos.

No leilão de energia “nova”, ocorrido em dezembro de 2005, foram negociados 3.286 MW médios, sendo 2.278 MW médios de termelétricidade e 1.008 MW médios de hidreletricidade.

A maior participação da termelétricidade demonstra que a hidreletricidade está enfrentando dificuldades de viabilização. Entre essas dificuldades destacam-se os problemas de financiamento e de licenciamento.

3.4. A questão do acesso à energia elétrica

O Brasil é um país desigual e o setor energético não poderia ser diferente. Os investimentos seguiram a lógica da urbanização, concentrada, especialmente, na Região Sudeste. Existem grandes disparidades não só entre as Regiões, mas também, dentro das Regiões, entre a área rural e urbana.

De acordo com o Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística - IBGE, cerca de 2,7 milhões de consumidores, aproximadamente 11 milhões de pessoas, não tinham acesso à energia elétrica em 2002.

As Regiões Norte e Nordeste, nas áreas rurais, são as que apresentam o maior número de domicílios sem energia elétrica. Não coincidentemente, essas Regiões são as que possuem o menor Índice de Desenvolvimento Humano - IDH.

A geração de energia elétrica no interior dessas Regiões, principalmente na Região Norte, é feita por meio de geradores a diesel. Essa geração é subsidiada por intermédio da Conta Consumo de Combustível - CCC, paga pelos consumidores finais do sistema interligado.

A Lei nº 9.648 permitiu que esse subsídio fosse estendido às fontes eólica, solar e biomassa que, nos sistemas isolados, venham a substituir a geração termelétrica que utilize derivado de petróleo ou desloque sua operação para atender ao incremento do mercado. No entanto, até o momento não existem dados que demonstrem a utilização desse subsídio.

Como eletricidade é um insumo fundamental, o governo brasileiro vem envidando esforços para universalizar esse serviço. A Lei nº 10.438, de 2002, estabeleceu a obrigação das concessionárias de energia elétrica na universalização do acesso.

A resolução Aneel nº 223, de 2003, regulamentou a Lei nº 10.438 e estipulou metas a serem atendidas por área de concessão e por nível de cobertura dos municípios até 2015.

Em 2003, o novo governo lançou o Programa “Luz para Todos”, que tem como objetivo antecipar, para 2008, as metas da universalização, utilizando recursos da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE e da Reserva Geral de Reversão - RGR.

Os recursos da CDE são provenientes dos pagamentos anuais realizados a título de uso de bem público, das multas aplicadas pela ANEEL a concessionárias, permissionários e autorizados e a partir do ano de 2003, das quotas anuais pagas por todos os agentes que comercializem energia com o consumidor final.

A RGR, gerenciada pela Eletrobrás, é um valor pago pelas concessionárias de energia elétrica e transferida para a tarifa, limitada a 3% da receita anual. A RGR destina-se, entre outras finalidades, a promover a universalização e a eficiência energética.

Até junho de 2006, cerca de 3,2 milhões de pessoas tinham sido atendidas por esse Programa, que está orçado em R\$ 12,7 bilhões e está sendo realizado em parceria com as distribuidoras de energia e os governos estaduais.

4. FONTES ALTERNATIVAS E RENOVÁVEIS

4.1. Histórico no Brasil

Historicamente, o uso de fontes alternativas esteve associado a programas de eletrificação rural em comunidades isoladas, onde as grandes distâncias inviabilizavam a extensão da rede.

Como exemplo, pode-se citar o Programa de Desenvolvimento Energético dos Estados e Municípios - Prodeem. Criado em 1994, esse Programa tinha como objetivo atender às localidades isoladas, não supridas pela rede convencional, utilizando para isso, principalmente, a energia fotovoltaica.

O suprimento de energia elétrica visava, prioritariamente, a atender unidades comunitárias, como escolas, postos de saúde, associações e unidades de bombeamento de água. Foram instalados cerca de 5,8 MWp, beneficiando cerca de 900 mil pessoas.

No entanto, esse Programa teve algumas dificuldades relacionadas à manutenção e à operação no longo prazo. Recentemente, o Prodeem foi incorporado ao Programa “Luz para Todos”.

De fato, a universalização é uma importante área para fontes alternativas e renováveis de energia. Entretanto, até o momento, não existem dados oficiais do Programa “Luz para Todos” com informações sobre a utilização dessas fontes.

Os dados encontrados foram da Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia - Coelba, que informa ter instalado cerca de 9 mil sistemas fotovoltaicos de pequeno porte, abaixo de 30 kWp.

Com relação à energia eólica, os Estados do Nordeste, em especial, procuraram mostrar a viabilidade técnica dessa fonte de energia, por meio de projetos de demonstração e de criação de competências.

No caso da biomassa, a sua utilização ocorreu, principalmente, no setor sucroalcooleiro pelo aproveitamento do bagaço da cana-de-açúcar. Esse aproveitamento viabilizou-se a partir da implantação do Proálcool.

Em parte, a pequena participação de fontes alternativas e renováveis pode estar relacionada ao custo de geração, mas principalmente às questões culturais. Além disso, a promoção dessas fontes enfrenta a concorrência da cultura do aproveitamento hidráulico de grande porte.

Registre-se, no entanto, que somente 26% do potencial hidráulico brasileiro é atualmente utilizado, sendo que a maior parte do potencial não utilizado encontra-se na região amazônica. Destaque-se que não existem estudos quantificando o potencial hidráulico que é realmente aproveitável, levando-se em consideração os impactos ambientais e a distância da geração aos pontos de consumo.

A definição de quais fontes são consideradas alternativas e renováveis para geração de eletricidade fica a cargo de cada país. A definição hoje aceita na Europa é que hidreletricidade de grande porte não é considerada fonte alternativa.

Normalmente, fontes alternativas e renováveis são eólica, solar, biomassa, geotérmica, onda, maré, ou seja processos tecnológicos inovativos, de uso, normalmente, descentralizado.

4.2. Proinfa

O grande marco legal para as fontes alternativas e renováveis no Brasil foi a aprovação da lei nº10.438, em 2002, que criou o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - Proinfa.

Além disso, essa Lei regulamentou alguns incentivos e criou outros que estimulam o uso de fontes alternativas e renováveis, tanto em projetos do Proinfa quanto em projetos fora desse Programa:

- desconto de 50% nas Tarifas de Uso de Sistema de Transmissão e Distribuição - TUSD para projetos eólicos, de biomassa e de cogeração qualificada de até 30 MW. Para centrais hidrelétricas, o desconto é dado para projetos com potência até 1 MW, ou entre 1 MW e 30 MW destinadas à produção independente ou à autoprodução;
- participação das Pequenas Centrais Hidrelétricas - PCH's no Mecanismo de Realocação de Energia - MRE, possibilitando a repartição dos riscos hidrológicos;
- comercialização da energia com consumidor ou conjunto de consumidores cuja carga seja maior ou igual a 500 KW, com possibilidade de complementação de até 49% da energia média produzida por outras fontes;
- sub-rogação da CCC, até 2022, para fontes alternativas de energia elétrica, visando a substituir combustíveis fósseis por fontes renováveis de energia no sistema isolado. A CCC configura-se, atualmente, como o único instrumento para apoiar as fontes

alternativas fora do sistema interligado, com um orçamento anual de R\$ 3 bilhões para cobrir o custo excedente da geração de energia em sistemas isolados. No entanto, não existem dados suficientes para informar quanto da CCC já foi direcionada para projetos de fontes de energias alternativas;

- criação da CDE, que pode também ser utilizada para subsidiar fontes de energia renovável nas áreas atendidas pelo sistema interligado. No entanto, esses recursos, atualmente, estão sendo utilizados, prioritariamente, para a universalização do acesso à energia elétrica, pois os recursos da CDE também podem ser utilizados para a universalização do acesso. Além disso, os recursos da CDE podem ser usados para cobrir diferenças de custo de usinas que utilizem somente carvão mineral nacional e usinas que utilizem gás natural, e não possuem fornecimento canalizado, e para cobrir diferença de preço entre a energia disponibilizada por termelétricas a carvão mineral nacional e o valor correspondente da energia competitiva.

O Proinfa prevê duas fases distintas. A primeira fase foi concebida de forma a garantir a contratação de 3.300 MW igualmente divididos entre energia eólica, PCH e biomassa. Na segunda fase, foi estipulada uma fatia de 15% de fontes alternativas no crescimento anual do consumo de eletricidade, de forma que, em 20 anos, essas fontes representem 10% no consumo total.

A seguir são feitas algumas considerações acerca das fontes pequenas centrais hidrelétricas, biomassa de cana-de-açúcar e eólica.

4.2.1. Pequenas Centrais Hidrelétricas

Entre as principais vantagens das Pequenas Centrais Hidrelétricas - PCH's destacam-se a forma rápida e eficiente de promover a expansão da oferta de energia elétrica e os menores impactos ambientais.

Por suas características, esse tipo de empreendimento possibilita um melhor atendimento às necessidades de carga de pequenos centros urbanos e regiões rurais, complementando o fornecimento realizado pelo sistema interligado.

O Brasil apresenta um potencial de geração a partir de PCH's significativo, de cerca de 7,3 GW, dos quais são aproveitados menos de 30%. Registre-se a possibilidade de aumento do potencial de geração a partir das PCH's por meio dos processos de recapacitação, de repotenciação e de reativação de antigas centrais.

Existem cerca de 427 centrais desativadas que podem ser reformadas, de modo a acrescentar cerca de 156 MW de capacidade ao parque gerador do país. A realização de estudos hidrológicos mais incisivos, com a adoção de tecnologias mais eficientes e investimento em automação podem aumentar a participação das antigas PCH's na matriz energética, com menores custos operacionais. A repotenciação das PCH's possui a vantagem de aumentar a potência com menores impactos ambientais.

O custo unitário de repotenciação situa-se entre US\$ 200 e 600 por KW, enquanto o custo unitário de novos investimentos fica entre US\$ 600 e 1200 por KW. Existem linhas de financiamento disponíveis no Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES, Banco Interamericano de Desenvolvimento - BID, International Finance Corporation (IFC), Global Environment Facility (GEF), Energy Sector Management Program (ESMAP).

4.2.2. Energia Eólica

O recente Atlas do Potencial Eólico Brasileiro, elaborado pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – Cepel, mostra um potencial bruto de 143,5 GW, o que torna a energia eólica uma alternativa importante para a diversificação da geração de eletricidade no país.

O maior potencial está no litoral das Regiões Nordeste, Sul e Sudeste. O potencial de energia anual da Região Nordeste é de cerca de 144,29 TWh, da Região Sudeste 54,93 TWh e da Região Sul de cerca de 41,11 TWh.

As condições climáticas brasileiras apresentam velocidades médias do vento bem mais altas, em torno de 8,5 m/s, e mais uniformes que em muitos países, onde este tipo de energia é muito mais disseminado.

Uma avaliação dos custos de geração associados a empreendimentos eólicos é bastante difícil, uma vez que o rendimento da geração mostra elevado grau de dependência com fatores geográficos e climáticos. Os custos associados à instalação de usinas eólicas variam de US\$ 800 a 1200 por KW.

Segundo o Centro Brasileiro de Energia Eólica - CBEE, os custos de geração são da ordem de US\$ 70 a US\$ 80 por MWh.

As aplicações mais favoráveis dessa fonte energética no Brasil estão na integração ao sistema interligado de grandes blocos de geração nos sítios de maior potencial.

Em certas regiões, como por exemplo, no Vale do Rio São Francisco, observa-se uma situação de conveniente complementaridade da geração eólica com o regime hídrico, seja no período estacional ou na geração de ponta do sistema.

Um outro tipo de aproveitamento de complementaridade seria o “sistema híbrido”, que opera em conjunto com um combustível, óleo diesel, por exemplo, em sistemas isolados.

Atualmente, 92 novas usinas eólicas, com uma capacidade a ser instalada de 6.243 MW, foram outorgadas pela Aneel. A grande maioria delas está situada na Região Nordeste.

4.2.3. Biomassa de cana-de-açúcar

Uma característica importante do uso de biomassa de cana-de-açúcar para geração de eletricidade refere-se a sua diferenciada natureza em relação às demais fontes alternativas. O seu aproveitamento para geração elétrica não corresponde à atividade-fim do investidor, mas decorre do aproveitamento de co-produtos da produção de açúcar e álcool, notadamente o bagaço de cana-de-açúcar.

No Brasil, a produção e a comercialização de eletricidade excedente a partir desse co-produto da cana-de-açúcar têm oscilado ao longo do tempo e está concentrada no Estado de São Paulo.

Considerando-se apenas as tecnologias comerciais, o potencial econômico para a produção de eletricidade excedente durante a safra nas usinas de açúcar e álcool é estimado entre 8 a 12 GW.

Segundo dados da Aneel, a potência instalada de biomassa de cana-de-açúcar corresponde a cerca de 2% do total da capacidade instalada do país, de cerca de 100 GW. Esses dados indicam uma importante oportunidade para novos empreendimentos, diante da estimativa do potencial ainda a ser aproveitado.

Nessa estimativa, apenas as tecnologias de produção de eletricidade, baseadas nos ciclos a vapor, foram consideradas comercialmente disponíveis. Os sistemas de maior capacidade são os ciclos acima de 5 MWe, que empregam turbinas a vapor como máquinas motrizes. Os sistemas de pequena capacidade são inferiores a 1 MWe e empregam motores a vapor tipo pistão.

Uma das vantagens da geração elétrica com co-produtos da cana-de-açúcar é que ela ocorre, na Região Centro-Sul, durante os meses de estiagem, apresentando, assim, uma importante geração complementar à hidrelétrica.

Registre-se, ainda, que a indústria nacional está qualificada a fornecer os equipamentos necessários, o que resulta substancial redução do custo de capital em relação às alternativas que requerem a importação de componentes.

Dada a qualificação da indústria nacional, os investimentos em moeda nacional e o baixo custo de instalação, de US\$ 500 a US\$ 600 por KW, a biomassa pode ser considerada uma janela de oportunidade para a expansão da capacidade de geração.

Registre-se, no entanto, a carência de uma regulamentação que estimule a comercialização de excedentes de energia elétrica.

4.2.4. Resultados do Proinfa I e principais dificuldades

Inicialmente, o Proinfa I efetuou a contratação de 144 empreendimentos. Até janeiro de 2006, apenas 200 MW de energia eólica e cerca de 300MW de PCH's haviam iniciado a fase de construção.

Esse atraso inicial foi decorrência, principalmente, da dificuldade que alguns empreendedores enfrentaram para atender as exigências estabelecidas para a obtenção do financiamento junto ao BNDES.

Também, a indefinição em relação ao Proinfa II vem contribuindo para as dificuldades enfrentada pelo Proinfa I, uma vez que a falta de uma política clara e de longo prazo não induz investimentos no setor.

No caso da energia eólica, os fabricantes de aerogeradores no Brasil não conseguiram atender, a tempo, a demanda por equipamentos na primeira fase do Programa, que exige 60% de nacionalização. O Brasil conta com apenas um fabricante de turbina eólica.

Assim sendo, a conclusão dos projetos do Proinfa I, que estava prevista para final de 2006, foi adiada para o final de 2008, conforme cronograma a ser submetido por cada empreendedor. Registre-se, ainda, que existe a possibilidade de uma parte dos empreendimentos contratados no Proinfa I não serem implementados.

No que diz respeito à pequena participação do setor de biomassa no Proinfa I, esse fato pode ser atribuído ao baixo valor do *premium price* oferecido para essa fonte. O *premium price* é o preço estabelecido pelo governo, pago pela Eletrobrás, e rateado entre os agentes do sistema interligado.

Para a biomassa de bagaço de cana, segundo informações de agentes do setor, somente participaram do leilão os empreendimentos que já estavam prontos e pouco eficientes. Novos empreendimentos, com tecnologias mais eficientes, não se viabilizariam com o *premium price* oferecido e nesse caso era preferível esperar pelo leilão de energia nova.

Conforme visto anteriormente, o valor negociado no leilão para termelétrica foi em torno de R\$ 130,00 por MWh, enquanto que no Proinfa I o valor estabelecido para o *premium price*, em julho 2006, foi de R\$ 106,00 por MWh. Evidentemente, para o setor de biomassa, acabou sendo mais vantajoso vender a eletricidade no leilão de energia nova.

Assim sendo, é preciso haver uma política voltada para o aproveitamento energético do bagaço de cana na geração de energia elétrica, que, além de estabelecer um *premium price* mais elevado, ajude a estruturar o setor para atuar nesse mercado.

Para energia eólica, ocorreu o mesmo problema. O *premium price* estabelecido era, a princípio, insuficiente e inviabilizava a implementação dos projetos, uma vez que o valor global de investimento ultrapassava em 30% o valor estimado pelo governo.

Com a valorização do câmbio, os custos de importação dos equipamentos tornaram-se mais baixos. Com isso, os empreendedores deixaram de contestar o valor do *premium price*.

No que se refere à baixa eficiência, a questão pode ser atribuída ao critério de seleção dos projetos por antiguidade, pela data da licença ambiental, não levando em consideração os custos de geração.

Além disso, no Brasil, cada Estado tem uma legislação ambiental e aqueles empreendimentos que estavam localizados em Estados que possuem uma legislação mais restritiva tiveram mais dificuldades, pois levaram mais tempo para a obtenção da licença ambiental.

Caso o programa seja completado com sucesso, a participação de fontes alternativas na matriz será de 3,2% em 2008, considerando uma geração de 13.002 GWh com fatores de capacidade de 60% para PCH's, 50% para biomassa, e 30% para eólica.

4.2.5. A possibilidade de uso do MDL

O Mecanismo de Desenvolvimento Limpo - MDL é um instrumento de flexibilização que surgiu na terceira Conferência das Partes da Convenção Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima, quando da adoção do Protocolo de Quioto.

O Protocolo determina limites de emissão de gases de efeito estufa para os países, chamados "do Anexo I", de 95,2% de suas emissões de 1990, a serem respeitados no período de 2008 a 2012.

Para que os países industrializados possam atingir essas metas, foram criados três mecanismos de flexibilização: o Comércio de Emissões, a Implementação Conjunta e o MDL.

O MDL é o único dos três mecanismos que permite a participação dos países em desenvolvimento. A realização de projetos de mitigação de gases de efeito estufa nos países em desenvolvimento, chamados países hospedeiros, gera créditos oriundos do abatimento de emissões que podem ser adquiridos por investidores de países desenvolvidos, que são os países investidores.

A vantagem do MDL para os países investidores reside na possibilidade de complementar seu esforço de mitigação a um custo inferior àquele obtido mediante o abatimento doméstico e ao custo de não cumprir sua meta no devido prazo.

No caso do país hospedeiro, o benefício obtido é a realização de um projeto que contribua para seu desenvolvimento sustentável e a obtenção de uma nova fonte de receitas.

Conforme estabelecido pelo Protocolo de Quioto e pelos Acordos de Marraqueche, todo projeto MDL tem que ser adicional. Isso significa que o projeto não pode ser parte do cenário *Business as Usual*, que é o cenário esperado do setor, considerando-se as práticas usuais e as opções economicamente viáveis. O projeto MDL deve, portanto, constituir-se uma fonte adicional de recursos.

No caso do Proinfa, a adicionalidade ficaria estabelecida a partir do momento em que a utilização dessas fontes representassem um custo a mais para o governo e para os consumidores finais de energia, ou seja, existe uma barreira financeira que justifica a adicionalidade, uma vez que existe a opção de outras fontes mais baratas.

Além disso, o Decreto nº 5.025, de 2004, no parágrafo único do art. 5º estabelece que o Proinfa visa à redução de gases de efeito estufa, nos termos do Protocolo de Quioto, e na alínea c do art. 16º fica estabelecida que a Conta Proinfa, a ser administrada pela Eletrobrás, será composta pelos eventuais benefícios financeiros provenientes do MDL, de forma a reduzir o impacto do Programa para o consumidor final.

No entanto, de acordo com as regras do MDL, ainda não estava clara a adicionalidade de programas como o Proinfa. Essa clareza ocorreu com a Conferência das Partes de Montreal, em dezembro 2005, onde foi discutida e aprovada a inclusão de programas desse tipo no escopo do MDL.

A decisão estabelece que uma política local, regional ou nacional não pode ser considerada como um projeto de MDL. No entanto, a atividade de projeto, no âmbito de um programa, pode ser registrado no escopo do MDL.

Assim, a adoção de uma política não pode ser submetida como um projeto MDL, mas as atividades que constituem a implantação daquela política podem ser submetidas como um projeto MDL, na forma de um programa. Um programa de atividades MDL é aquele em que as reduções de emissões são alcançadas por múltiplas atividades executadas ao longo de um período, como resultado de medidas governamentais.

A inclusão de programas no escopo do MDL proporciona um incentivo direto para que países em desenvolvimento adotem e implementem políticas de redução de emissões de gases de efeito estufa.

As atividades do Proinfra, portanto, são consideradas adicionais, e podem ser enquadradas no MDL. Para calcular o potencial de redução de emissões, o Painel Metodológico do MDL estabeleceu uma metodologia para projetos de geração a partir de fontes renováveis interligados à rede, tanto em pequena escala como em grande escala.

O enquadramento dos projetos do Proinfra no MDL, além de se configurar uma oportunidade para o País, no que diz respeito a redução de emissões de gases de efeito estufa, permite uma redução dos custos de desenvolvimento de fontes alternativas para o consumidor final.

4.3. Mecanismos de incentivo na União Européia

A União Européia - UE vem se destacando no apoio às fontes alternativas e renováveis, onde pode ser observado um grande aumento da participação dessas fontes no mercado de eletricidade.

A adoção de políticas públicas impulsionou o mercado de fontes renováveis de energia, uma vez que a maioria dos Estados-Membros adotaram políticas de incentivo para essas fontes.

Os principais instrumentos de políticas públicas são:

- *tender system* (sistema de leilões);
- *quota system* (sistema de quotas), que normalmente opera junto com os certificados verdes;
- *feed-in tariffs* (sistema de aquisição compulsória).

4.3.1. Tender system

O *tender system* envolve um processo de leilão, administrado pelo governo, por meio do qual os empreendedores de fontes de energia renovável concorrem para ganhar os contratos (*Power Purchase Agreements* - PPA's) ou para receber um subsídio de um fundo administrado pelo governo.

Os vencedores são aqueles que fazem a oferta mais competitiva. Podem existir leilões separados por tipos de tecnologias, conhecidos *technological bands*, e as empresas de energia são obrigadas, normalmente, a comprar a eletricidade pelo preço proposto pelo ganhador do contrato, às vezes apoiado por um fundo governamental.

4.3.2. *Quota system* com certificados verdes

O *quota system*, também conhecido como *Renewable Portfolio Standard* - RPS, tem como objetivo promover a geração a partir de fontes alternativas e renováveis de energia pelo aumento da demanda. Isso é feito estabelecendo-se a quantidade ou porcentagem de eletricidade que deve ser produzida a partir dessas fontes.

A obrigação é imposta normalmente sobre o consumo, freqüentemente por meio das empresas distribuidoras de energia. Entretanto, existem casos em que a obrigação é aplicada sobre a oferta. Os governos podem optar por tipos de tecnologias e por aplicação de multas para quem não cumpre a meta estabelecida.

Uma vez definida a quantidade, um mercado paralelo de certificados verdes é estabelecido de acordo com as condições de demanda e oferta, estabelecidas pela regulação. A venda dos certificados verdes garantem aos produtores um valor adicional em relação ao valor da venda da eletricidade no mercado.

Os certificados também podem ser comercializáveis entre as companhias de energia elétrica, caso alguma delas não consiga atender a meta estipulada pelo governo.

4.3.3. *Feed-in tariffs*

O termo em inglês *feed-in* é utilizado para designar um sistema de aquisição compulsória. Na realidade, o *feed-in* é um instrumento que define um preço fixo para a alimentação de energia, gerada a partir de fontes alternativas e renováveis, no sistema elétrico.

Existem outros instrumentos, também caracterizados como instrumento de preço fixo a ser pago aos geradores, que obrigam as empresas distribuidoras de energia a conectarem fontes alternativas e renováveis na rede de distribuição. Assim, as empresas distribuidoras podem ter que adquirir, compulsoriamente, a eletricidade proveniente dessas fontes.

5. ANÁLISE E PROPOSTA DE POLÍTICAS PÚBLICAS

O Proinfa está sendo implantado em um período muito favorável à expansão do uso de fontes alternativas e renováveis. Contribuem para esse cenário favorável o panorama mundial de mudanças climáticas, as dificuldades para a construção de grandes hidrelétricas e as questões políticas que envolvem o gás natural importado da Bolívia.

O Proinfa I adotou um modelo semelhante ao da Alemanha, o *feed-in tariffs*, sendo que a capacidade a ser contratada foi de 3.300 MW, ou seja, foi definida uma determinada capacidade e foi oferecido um preço fixo pela energia gerada a partir de diferentes fontes alternativas.

Foi feita uma chamada pública, semelhante ao *tendering*, só que o critério de escolha foi a data de licença ambiental. O sistema adotado não é uma obrigação sobre as companhias distribuidoras de eletricidade nem sobre o consumo, mas uma obrigação de compra pelo governo.

A Eletrobrás ficou com a obrigação de comprar, pelo *premium price* estabelecido, a eletricidade proveniente das fontes alternativas aprovadas nas chamadas pública.

No entanto, a forma como o Proinfa II foi concebido vem se constituindo uma das principais barreiras para o uso das energias alternativas.

Com a adoção do novo modelo do setor elétrico, existe a tendência de fontes alternativas entrarem no *pool* e participarem dos leilões junto com as fontes convencionais. Isso pode não representar o devido estímulo a essas fontes.

Existem também algumas dificuldades relacionadas à conexão com a rede de energia elétrica e à falta de infra-estrutura física, principalmente para energia eólica. Entretanto, a principal barreira que se observa é de ordem financeira e regulatória de longo prazo.

O Governo Federal, mesmo com risco de racionamento, resiste em elevar o *premium price*, preocupado com o impacto na tarifa para o consumidor final. Isso seria até justificável, caso a situação de oferta de energia elétrica fosse mais segura.

No atual cenário, as questões ambientais tendem a se agravar e o custo de geração hidrelétrica tende a aumentar, na medida em que os grandes potenciais hidráulicos encontram-se em locais cada vez mais afastados. O governo deve levar em consideração que existem obstáculos ao aproveitamento pleno do potencial hidráulico.

Deve também estar atento ao fato de que nos leilões de energia nova negociou-se, em sua maioria, a termelétrica a combustível fóssil. É preciso estar atento aos sinais do setor para que não se repita o racionamento de 2001 ou para que não se caminhe, desnecessariamente, para uma matriz elétrica “suja”.

Não se deve, por causa do risco de déficit, começar novamente a escalada da termelétrica “suja”, antes de se considerar todo o potencial brasileiro de fontes alternativas e renováveis.

A biomassa da cana e a energia eólica são fontes sazonais, mas que atuam em complementariedade com o parque hidrelétrico gerador, estando aí portanto seu grande diferencial. O biogás e a energia solar térmica estão longe do seu adequado aproveitamento. No

entanto, as empresas do setor não tomarão iniciativas mais sólidas, sem que haja uma decisão política para suportar seus investimentos.

Dessa forma, cabe ao governo decidir sobre a importância das fontes alternativas para o desenvolvimento do país, e até que ponto elas devem ser utilizadas para aumentar a oferta, para diversificar a matriz elétrica, para reduzir a dependência hidrológica e para garantir uma menor dependência das fontes fósseis.

Os projetos do Proinfa I passaram por sérias dificuldades, entre elas a dificuldade para obtenção do financiamento e a determinação de um baixo valor do *premium price*, especialmente para o bagaço de cana. Novas políticas de financiamento e valores mais altos do *premium price* são necessários em uma nova etapa do Proinfa.

Apesar das dificuldades do Proinfa I, nunca se contratou tantas pequenas centrais hidrelétricas em um prazo tão curto. Há 9 projetos em operação e 40 em construção. Além disso, estão em operação 15 termelétricas a biomassa e 5 unidades de geração eólica. Quando for atingida a meta de 3,3 mil MW, o Proinfa I responderá por cerca de 3% da matriz elétrica brasileira.

O que pode não dar certo é o Proinfa II, por não existir garantia de compra e por basear-se em mecanismos de leilão. Registre-se que, em junho, foi realizado o 1º Leilão de Fontes Alternativas de Energia.

A capacidade de 638 MW negociada nesse Leilão pode ser considerada muito pequena. Apesar de a biomassa ter sido responsável por 542 MW, esse valor foi muito abaixo do potencial brasileiro. A participação das PCH's foi muito pequena e a fonte eólica não contou com nenhum projeto.

A grande razão para o fraco desempenho do 1º Leilão foi a ausência de um adequado incentivo, principalmente à biomassa. A geração de energia elétrica a partir da biomassa, que é grande vocação brasileira, tem sido tratada, praticamente, da mesma forma que uma fonte térmica fóssil.

Os óleos vegetais, o biodiesel, o biogás, o etanol, o bagaço de cana-de-açúcar e outros “resíduos” orgânicos podem ser gerados no Brasil em grandes quantidades. A produção dessas fontes limpas de energia pode trazer, além de benefícios ambientais, grandes benefícios sociais. Elas podem ser importante instrumento de promoção da cidadania.

Propõe-se, então, a criação de uma terceira etapa do Proinfa nos moldes da primeira, mas mais ambiciosa, onde a biomassa pode ter papel de destaque. Nessa terceira etapa, seriam contratados 6,6 mil MW até dezembro de 2009, com início de funcionamento até final de 2013. Sugere-se, ainda, que, a partir de 2020, pelo menos 15% da energia elétrica consumida no Brasil seja proveniente de fontes alternativas.

A energia elétrica gerada a partir da biomassa é a mais barata que o Brasil poderá produzir até 2013, para passar incólume por esse período crítico. Existe uma janela de oportunidade para a bioeletricidade, principalmente em decorrência da escassez de novos projetos hidrelétricos em oferta no país.

A biomassa, em especial a produzida pelo setor sucroalcooleiro, pode ser uma alternativa eficiente para sustentar o crescimento do consumo de energia elétrica. Considerando a expansão da produção de cana-de-açúcar até 2012, de 425 para 728 milhões de toneladas e a construção de novas usinas, poderiam ser gerados 3 mil MW médios de energia.

Além disso, se um terço das usinas existentes modernizasse seus equipamentos, poderiam ser gerados mais 1,2 mil MW médios. Isso representa uma capacidade instalada superior à das usinas do Rio Madeira, que é de cerca de 6,5 mil MW.

Apesar dos méritos do Proinfa, é importante registrar que ele contempla apenas geração de médio porte conectada ao Sistema Interligado Nacional. Assim sendo, existem duas importantes lacunas legais no Brasil para incentivar o desenvolvimento de fontes renováveis de energia elétrica. A primeira lacuna diz respeito aos sistemas isolados; a segunda refere-se à pequena geração distribuída.

Com relação à primeira lacuna, sugere-se que seja criado um programa de fontes alternativas para sistemas isolados. O objetivo desse programa seria universalizar o fornecimento de energia elétrica a partir da biomassa, da energia eólica, da energia fotovoltaica, de pequenos ou micropotenciais hidráulicos e de outras fontes renováveis.

Para isso, propõe-se a criação de um prestador de serviço público que seria uma espécie de agente comunitário de energia elétrica, a quem poderia ser atribuída a responsabilidade pela geração, distribuição e fornecimento de energia elétrica, produzida a partir de fontes renováveis, para unidades consumidoras, em comunidades, de fato, isoladas.

Poderiam ser celebrados contratos entre esse agente e as concessionárias, nos quais seria assegurada a compra da energia a ser produzida e distribuída pelo prazo de 20 anos, observados os valores definidos pelo Poder Concedente, mas tendo como piso 100% da tarifa média nacional de fornecimento ao consumidor final dos últimos doze meses.

Propõe-se a utilização da CDE para custear o ônus de eventual diferença entre o valor pago pela concessionária ao agente e o valor devido à concessionária pelas unidades consumidoras.

Com relação à segunda lacuna, propõe-se a criação de um programa de incentivo à geração distribuída. Poderia ser criada a figura do pequeno produtor descentralizado, que poderia produzir, localmente, energia elétrica e, quando couber, distribuí-la.

Caso a energia elétrica fosse gerada pelo pequeno produtor descentralizado, a partir de fontes alternativas, a concessionária ficaria obrigada a comprar essa energia, conforme valor estabelecido pelo Poder Concedente para cada fonte, mas tendo como piso 100% da tarifa média nacional de fornecimento ao consumidor final dos últimos doze meses.

Sugere-se também que seja ampliado o escopo de utilização da CDE, de modo que essa Conta possa ser utilizada para o desenvolvimento, além das fontes alternativas previstas no Proinfa, de outras fontes alternativas de energia, tais como solar fotovoltaica, microcentrais hidrelétricas e solar térmica.

A energia solar térmica para aquecimento de água representa uma grande oportunidade para racionalização do consumo de energia elétrica no Brasil, principalmente em substituição aos chuveiros elétricos e aquecedores elétricos de acumulação. Esses equipamentos representam cerca de 8% do consumo brasileiro de energia elétrica, sendo os chuveiros elétricos responsáveis por 18% da demanda de pico do sistema.

Assim sendo, em um país tropical como o Brasil, o ideal é dotar o maior número possível de unidades consumidoras com sistema de aquecimento solar de água. Propõe-se, então, a criação de um programa de aquecimento de água por energia solar.

Propõe-se que esse programa estabeleça que, em 7 anos, a maioria das unidades consumidoras brasileiras sejam obrigadas a contar com sistemas de aquecimento solar de água. Sugere, ainda, que em 3 anos, todos os projetos de unidades habitacionais venham a incluir soluções para a instalação de aquecedores solares de água.

6. CONCLUSÕES

Nos últimos anos, a sociedade brasileira vem demonstrando grande interesse na expansão do uso de fontes alternativas e renováveis de energia. No setor elétrico, o grande marco legal veio com o lançamento do Proinfa. Esse Programa conta com duas etapas: Proinfa I, para a instalação de cerca de 3.300 MW e Proinfa II, que prevê 15% do crescimento anual do consumo de energia elétrica de forma a se ter 10% na matriz em 20 anos.

No entanto, existem algumas dificuldades para uma maior utilização dessas fontes. A principal delas deve-se à indefinição por que passa hoje o Proinfa II, o que demonstra que o Brasil ainda carece de uma cultura de planejamento e de marcos legais que não comprometam a continuidade da expansão do uso de fontes alternativas e renováveis.

Essa carência traz grande insegurança aos agentes do setor, que receiam aportar grandes volumes de capital e investir em um setor onde existem grandes incertezas. A ausência de um marco legal mais claro para o futuro ocasiona dificuldades inclusive para os projetos do Proinfa I.

O objetivo do Proinfa de atrair novas fábricas de equipamentos para geração eólica não se concretizou, devido exatamente às incertezas do Proinfa II. Ressalte-se que o Brasil conta com apenas um fabricante de turbina eólica.

Para PCH's, não foram observadas maiores dificuldades para o desenvolvimento dessa fonte. Esse setor é relativamente bem estabelecido. O atraso ocorrido no âmbito do Proinfa I foi mais relacionado à necessidade de muitos equipamentos em um curto espaço de tempo e à dificuldade de obtenção de financiamento por causa das garantias exigidas pelo BNDES.

Já para biomassa, em especial o bagaço de cana, o principal entrave observado no Proinfa I foi o baixo valor do *premium price*. Isso pôde ser confirmado, posteriormente, pelos preços da termelétricidade negociada nos leilões de energia. Esses preços foram maiores que o do bagaço de cana.

No que diz respeito ao instrumento utilizado para promoção de fontes alternativas, o Proinfa I assemelha-se ao *feed-in tariffs*. No entanto, para o Proinfa II, já foi utilizado o sistema de leilão.

Esse sistema, adotado no Reino Unido apresentou vários problemas e não se mostrou um instrumento eficaz para promover fontes de energia renovável. No contexto europeu, o sistema de leilão é utilizado em apenas dois países: na Irlanda, que já anunciou a troca do instrumento de promoção para um sistema de *feed-in*, e na França, para projetos acima de 12 MW. Esses países possuem muito pouca efetividade na promoção de fontes alternativas e renováveis.

Um dos principais fatores de insegurança nesse instrumento é a incerteza na regularidade dos leilões, o que dificulta a criação de uma indústria de componentes e equipamentos.

É necessário uma política voltada para o aproveitamento da biomassa, especialmente dos co-produtos da cana-de-açúcar, para geração de energia elétrica, que além de estabelecer um valor adequado para o MWh gerado, possa melhor estruturar o setor para atuar nesse mercado.

O *feed-in* mostrou ser o instrumento mais eficaz. Ele garante a expansão das fontes alternativas a custos razoáveis para o consumidor, garante o desenvolvimento de diferentes tecnologias e a segurança do investimento a médio e longo prazos, além de permitir o ajuste do valor do pagamento ao longo do tempo.

Dentro do *feed-in*, o valor a ser estabelecido como *premium price* é crucial, e deve ser bem ajustado para garantir o desenvolvimento das fontes alternativas sem causar distorções de mercado, como, por exemplo, excessiva rentabilidade.

O *quota system* com certificados verdes ainda é um instrumento relativamente novo e no estágio atual mais caro que o *feed-in*. Atualmente, os custos administrativos e operacionais são altos. Esse instrumento ainda causa insegurança nos agentes, que têm que atuar em dois mercados inter-relacionados. O primeiro para a negociação dos certificados verdes e o segundo para a venda da eletricidade.

Um outro diferencial para o caso brasileiro é a possibilidade de uso do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo nos projetos do Proinfa, que permite, com a receita oriunda da venda dos créditos de carbono, uma redução de custos para o consumidor final.

7. RECOMENDAÇÕES

O estabelecimento de uma nova etapa no âmbito do Proinfa e de outros marcos legais de incentivo às fontes alternativas e renováveis de energia devem prosperar no Brasil.

Na concepção de novas políticas públicas para as fontes alternativas e renováveis recomenda-se:

- haver garantia de rentabilidade do projeto no longo prazo, que é um fator primordial para que os investidores tenham segurança e para que a política tenha um resultado positivo;
- observar, atentamente, os resultados obtidos no sistema de leilão, uma vez que esse instrumento pode não ser capaz de promover o incentivo necessário;
- estabelecer uma política clara, coerente e de longo prazo;
- apoiar diversas tecnologias, permitindo, assim, que mesmo aquelas menos competitivas tenham seu desenvolvimento econômico e tecnológico. Uma forma de se viabilizar isso seria a concepção de uma política que englobasse uma cesta de tecnologias, envolvendo tecnologias mais baratas e mais caras de forma a ter um custo médio razoável para o consumidor;
- observar que alguns instrumentos têm se mostrado mais eficientes que outros. O *feed-in system*, na Alemanha, apresentou o melhor resultado, tendo uma melhor relação custo-benefício, com um impacto aceitável na tarifa do consumidor final;



- incentivar o uso da energia solar térmica, que já apresenta grande viabilidade econômica no Brasil. A energia solar fotovoltaica, no entanto, só se mostra viável na eletrificação de comunidades isoladas, onde a extensão da rede é extremamente cara;
- adotar o sistema *feed-in* em uma eventual terceira etapa do Proinfa, de modo a garantir um aumento da participação de fontes alternativas e renováveis na geração de energia elétrica para o sistema interligado.

BIBLIOGRAFIA

Alemanha (2004), **Act on granting priority to renewable energy sources**. 1 August, Berlin.

Alemanha - BMU (2006), **Trends in Renewable Energies in 2005 - Current situation and prospect**. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, March.

Brasil, Ministério de Minas e Energia (2004), **Balanco Energético Nacional - BEN**, Brasília.

Brasil, Ministério de Minas e Energia (2006), **Plano Decenal de Expansão do Setor Elétrico 2006-2015**, Março.

Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - Cepel (2005), **Atlas do Potencial Eólico Brasileiro**. http://cresesb.cepel.br/atlas_eolico_brasil/atlas-web.htm.

Centro Brasileiro de Energia Eólica Energia Eólica - CBEE (2005), **Custos da energia eólica**. http://www.eolica.com.br/index_por.html.

COSTA, C. V. (2006), **Políticas de promoção de fontes novas e renováveis para geração de energia elétrica: lições da experiência europeia para o caso brasileiro**. Tese de doutorado, COPPE/UFRJ.

DINICA, V. (2002) **Study case United Kingdom**. In: Handbook of Renewable Energies in the European Union, pp 239-253, Peter Lang.

European Commission (2001), **Promotion of Electricity from Renewables Energy Sources in the International Electricity Market**. Brussels, Directive 2001/77/EC.

European Commission (2005), **The support of electricity from renewable energy sources**. Communication from the Commission, Brussels, COM (2005) 627.

HVELPLUND, F. (2001), **Political prices or political quantities?** New Energy, v. 5, pp18-23.

KJAER, C. (2004), **Policy support mechanisms**. Renewable Energy World, pp.48-59, March-April.

LA ROVERE, E., GOLDEMBERG, J., COELHO, S. e SIMÕES, A. (2003), **Renewable energy technologies to improve energy access in Brazil**. Brazilian report to Global Network on Energy for Sustainable Development.

MEYER, N. (2003), **European schemes for promoting renewables in liberalized markets**. Energy Policy , v. 31, pp. 665 - 676, Elsevier.

PRICEWATERHOUSE-COOPERS (2004), **Estudo do Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro**. Energy & Utilities Group, Julho.

RAGWITZ, M., RESCH, G., FABER T. e HUBER C. (2005), **Monitoring and evaluation of policy instruments to support renewable electricity in EU Member States**. Fraunhofer - Institute Systems and Innovation Research.

Reino Unido - Department of Trade and Industry (2005), **Renewable energy website**. <http://www.dti.gov.uk/renewables>.

ROSA, L. P., TOLMASQUIM, M. T. e PIRES, J. C. L. (1998), **A reforma do setor elétrico no Brasil e no mundo: uma visão crítica**. Rio de Janeiro: Relume Dumará: COPPE/UFRJ

TOLMASQUIM, M. T., OLIVEIRA, R. e CAMPOS, A. F. (2002), **As empresas do setor elétrico: estratégias e performance**. Rio de Janeiro: CENERGIA: COPPE/UFRJ.