

a caminho da sustentabilidade **energética**

COMO DESENVOLVER UM MERCADO DE RENOVÁVEIS NO BRASIL



© GREENPEACE/RODRIGO BALEIA

GREENPEACE

1	introdução	3
2	Proinfa: resultados e falhas	5
3	políticas de desenvolvimento de fontes renováveis	14
4	experiências internacionais	20
5	uma nova política pública de energias renováveis	24
6	conclusão	26
anexos		28
referências		31

energias renováveis e sustentabilidade

Greenpeace Brasil

Maio 2008

Greenpeace Brasil

autor Ricardo Baitelo

edição Rebeca Lerer

colaboração Luis Piva

revisão técnica Fernando Almeida Prado e Marcelo Furtado

edição de arte e revisão Caroline Donatti

design Tania Dunster, Jens Christiansen, onehemisphere, Sweden www.onehemisphere.se

diagramação Gabi Juns

impressão D'Lippi

tiragem 1.000 exemplares

Impresso em papel certificado.



O selo FSC garante que este produto foi impresso em papel feito com madeira de reflorestamentos certificados de acordo com rigorosos critérios sociais, ambientais e econômicos estabelecidos pela organização internacional FSC (Conselho de Manejo Florestal)

introdução

ESTE RELATÓRIO ANALISA O PROINFA, AS EXPERIÊNCIAS BEM SUCEDIDAS DE INCENTIVO ÀS RENOVÁVEIS EM DIVERSOS PAÍSES E MOSTRA COMO CRIAR UM MERCADO NACIONAL DE ENERGIAS LIMPAS



imagem TESTE DE TURBINA EÓLICA Nº0 2500, CONSTRUÍDA PELA EMPRESA ALEMÃ NORDEX, NO PORTO DE ROSTOCK, ALEMANHA. O MERCADO DE ENERGIA EÓLICA CRESCE A TAXAS DE QUASE 30% AO ANO NESTA DÉCADA.

No início de 2008, o Brasil esteve na iminência de um novo apagão de energia. A falta de chuvas colocou o país em estado de alerta, temendo uma repetição da crise de 2001. Enquanto a sociedade era bombardeada diariamente por matérias na imprensa, a indústria sentiu a alta dos preços da energia no mercado *spot*, que chegaram a quase R\$ 600/MWh. O governo federal procurou relevar os acontecimentos.

Desta vez, a situação não foi tão grave como em 2001 porque o nível dos reservatórios (veja figura 1) estava mais alto e por conta da recente ampliação da malha de transmissão, o que permitiu a transferência de energia entre regiões. Porém, as poucas chuvas do início do ano levaram o Operador Nacional do Sistema (ONS) a acionar usinas térmicas para garantir a estabilidade do suprimento de energia. Estas usinas térmicas utilizam combustíveis fósseis como carvão, óleo combustível e gás natural, insumos de fornecimento cada vez mais caro e instável e de grandes emissões de gases de efeito estufa. No caso do gás natural, sequer havia combustível suficiente para atender às usinas térmicas, veículos e indústria ao mesmo tempo.

E assim, o Brasil, que há muito tempo contava com uma matriz

elétrica limpa baseada na hidroeletricidade, sujou sua geração com o despacho de térmicas a gás, carvão mineral e óleo combustível. As conseqüências desta opção também serão sentidas nos bolsos dos consumidores com o aumento da taxa de reajuste da conta de luz no Sudeste a partir do próximo ano.

O parque elétrico nacional é hoje extremamente dependente do regime de chuvas, pela escolha de investimentos em um modelo hidrotérmico de geração centralizada. A insegurança desse modelo, estruturado em investimentos bilionários em obras hidrelétricas de grande porte e no acionamento de termelétricas a combustíveis fósseis quando as chuvas da estação úmida não garantem os reservatórios, tende a aumentar em um cenário de mudanças climáticas com impactos no regime hidrológico e na instabilidade de suprimento de combustíveis fósseis como o gás natural.

Em tempos de aquecimento global, a grande discussão é justamente como reduzir as emissões de gases de efeito estufa. O Brasil está perdendo a oportunidade de liderar uma verdadeira revolução energética, impulsionada pela abundância nacional de fontes renováveis de energia. A sensação de oportunidade perdida fica ainda mais evidente

figura 1 : nível de armazenamento dos reservatórios do submercado Sudeste/Centro-Oeste



fonte PRADO, F.A.A., HEIDEIER, R. B. "O CRESCIMENTO DA INTENSIDADE DE EMISSÕES DE GASES DE EFEITO ESTUFA NA MATRIZ ELÉTRICA BRASILEIRA - UMA VISÃO CRÍTICA"- XVII SEMINÁRIO NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. NÃO PUBLICADO.

quando o alto preço de despacho das usinas térmicas torna competitiva grande parte dos empreendimentos de fontes alternativas de energia.

Em âmbito global, as energias renováveis já foram incorporadas aos planejamentos energéticos de larga escala e são consideradas opções maduras do ponto de vista tecnológico e econômico. Após décadas de progresso técnico, turbinas eólicas, usinas de biomassa, pequenas centrais hidrelétricas (PCHs), coletores solares térmicos e painéis fotovoltaicos se consolidaram como a principal tendência do mercado energético. O mercado de energia eólica tem crescido a quase 30% ao ano nesta década e de energia solar a quase 50% ao ano desde 2002. Um relatório da Rede de Políticas de Energias Renováveis, *Renewable Energy Policy Network*, apresentado na Conferência das Partes da Convenção da ONU sobre Mudanças Climáticas, realizada em dezembro de 2007 em Bali, mostrou que os investimentos em novas fontes de energia renovável aumentaram de US\$ 44 bilhões em 2005 para US\$ 75 bilhões em 2007.

De acordo com o relatório **[r]evolução energética¹**, produzido pelo Greenpeace, este mercado de energias renováveis, combinado ao uso racional e eficiente de energia, poderá suprir metade da demanda energética mundial em 2050. O estudo indica que a adoção maciça de fontes de energia renovável é tecnicamente possível e, aliada a medidas de eficiência energética, pode reduzir as emissões globais de gases de efeito estufa do setor energético em até 50%.

Para a matriz elétrica brasileira foi desenvolvido um cenário específico, modelado pelo Grupo de Energia do Departamento de Engenharia e Energia e Automação Elétricas da Escola Politécnica (GEPEA/USP), segundo o qual em 2050, medidas de eficiência energética reduziram a geração de eletricidade em 29% e a energia renovável seria responsável pelo suprimento de 88% da eletricidade total. A geração estaria distribuída em 38% de energia hidrelétrica (incluindo PCHs), 26% de geração a partir de biomassa, 20% de energia eólica e 4% de geração solar a partir de painéis fotovoltaicos. Neste cenário, a geração elétrica a carvão, óleo diesel e nuclear é totalmente eliminada da matriz.

Porém, este plano só poderá ser colocado em prática com forte apoio político. Faz-se necessária uma estrutura regulatória sólida que crie

condições adequadas para o desenvolvimento deste mercado.

A iniciativa mais recente no Brasil foi o Programa de Incentivo a Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa). Lançado pelo governo federal em 2002, foi um primeiro passo importante ainda que tímido em escala. Porém, o programa vem enfrentando inúmeros problemas em sua implantação e até o presente momento não atingiu suas metas originais. Dos 3,3 mil MW contratados pelo programa, pouco mais de mil MW tinham entrado em operação até abril de 2008. Menos de um terço dos projetos inicialmente classificados já estão fornecendo energia para o sistema. No cenário de insegurança energética do começo de 2008, estes mais de 2 mil MW não implementados do Proinfa fizeram muita falta e poderiam ter minimizado o acionamento do parque térmico no período.

O Proinfa deve terminar no fim de 2008. Existem algumas propostas sugerindo sua continuação e outros projetos de incentivo às energias renováveis. Pode-se até discutir a modalidade de política de incentivo às renováveis, mas o que fica claro, ao analisar-se as experiências em mais de trinta países, é que o desenvolvimento deste mercado só acontece quando os geradores têm garantias de acesso à rede a partir de contratos de longo prazo e um marco regulatório com tarifas especiais.

Este relatório precipita uma discussão justamente sobre este e outros requisitos fundamentais à efetiva estruturação de um mercado de energias renováveis fundamentado em uma lei de acesso de energias renováveis à rede elétrica. O documento explora ainda as principais deficiências do Proinfa, bem como as correções executadas ao longo da vigência do programa e seus resultados, além de detalhar casos de sucesso em outros mercados e analisar as propostas nacionais de legislação para as renováveis.

O Greenpeace acredita que a segurança e a eficiência energéticas do Brasil dependem de um arcabouço regulatório que realmente incentive as energias renováveis. E dependem também da formação de uma massa crítica capaz de influenciar e participar verdadeiramente do planejamento estratégico do setor de energia, direcionando a matriz para a descentralização e para as baixas emissões de carbono.

Proinfa: resultados e falhas

DOS 3.300 MW CONTRATADOS PELO PROGRAMA, APENAS UM TERÇO DOS PROJETOS ESTÃO FORNECENDO ENERGIA PARA O SISTEMA



imagem 286 USINAS TERMELÉTRICAS SÃO RESPONSÁVEIS PELA PRODUÇÃO DE 4.100 MW, DOS QUAIS 74% SÃO GERADOS A PARTIR DE BAGAÇO DE CANA-DE-AÇÚCAR.

histórico

O Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa) foi instituído pelo Artigo 3º da Lei 10.438 de 26 de abril de 2002. Seu objetivo principal era “*umentar a participação da energia elétrica produzida por empreendimentos de Produtores Independentes Autônomos, concebidos com base em fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) e biomassa, no Sistema Elétrico Interligado Nacional*”. O programa também tinha como meta atender, em 20 anos, 10% do consumo nacional de eletricidade a partir destas três fontes renováveis: eólica, PCHs e biomassa. Para tanto, o governo incentivaria pequenos produtores no desenvolvimento de um mercado de energias renováveis e seus benefícios consequentes, como distribuição e geração de renda e emprego, progresso tecnológico e desenvolvimento regional.

Além do incentivo às fontes alternativas de energia, a Lei dispôs também sobre a expansão da oferta de energia elétrica emergencial, a recomposição tarifária extraordinária, a universalização do serviço público de energia elétrica, a nova redação às Leis 9.427, de 26 de

dezembro de 1996, 9.648, de 27 de maio de 1998, 3.890-A, de 25 de abril de 1961, 5.655, de 20 de maio de 1971, 5.899, de 5 de julho de 1973, 9.991, de 24 de julho de 2000, e outras providências.

O programa governamental para energias renováveis incorporou características do sistema *feed-in*, tais como a garantia do acesso da eletricidade renovável à rede e o pagamento de preço fixo diferenciado para a energia produzida. O Proinfa também adotou premissas do sistema de cotas, como o leilão de projetos de energia renovável determinando cotas de potência contratada para cada tecnologia, além de subsídios por meio de linhas especiais de crédito do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES)².

Na regulamentação do Proinfa, ficou estabelecido que o Ministério das Minas e Energia (MME) seria responsável pela administração do programa, o que incluía as seguintes atribuições: planejamento anual de ações a serem implementadas; estabelecimento e divulgação dos valores econômicos; definição de medidas de estímulo tecnológico com impactos progressivos sobre o cálculo dos valores econômicos; e submissão do planejamento anual do programa ao Conselho Nacional de Política Energética (CNPE).

A Lei 10.438 também definiu o Produtor Independente Autônomo (PIA) como “aquele cuja sociedade não é controlada ou coligada de concessionária de geração, transmissão ou distribuição de energia elétrica, nem de seus controladores ou de outra sociedade controlada ou coligada com o controlador comum”. Os demais agentes que não se enquadram na classificação PIA tiveram sua participação no programa restrita a 25% de projetos de pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) e biomassa, e a 50% dos projetos eólicos. Esta restrição gerou questionamentos pois limitou a atuação das concessionárias de energia elétrica.

Na primeira etapa do programa, de 2002 a 2004, os contratos foram celebrados pela Eletrobrás (até 29 de abril de 2004) para a implantação de 3.300 MW de capacidade, distribuída em partes iguais de 1.100 MW para cada uma das fontes: biomassa, eólica e PCH. Este critério foi questionado por seguir uma lógica simplista ao dividir igualmente a capacidade de geração entre as fontes, deixando de considerar aspectos essenciais da política energética tais como pólos de desenvolvimento tecnológico, a criação de mercados visando a redução de custos de tecnologias promissoras e a ênfase inicial nas fontes renováveis mais competitivas (como o bagaço de cana) ou mais favoráveis regionalmente (como a energia eólica na Região Nordeste do país).

Em princípio, a Lei 10.438 determinou que a aquisição da energia fosse feita pelo Valor Econômico Correspondente à Tecnologia Específica de cada Fonte, o chamado VETEF, que é definido pelo Poder Executivo e adota como piso 80% do valor da tarifa média nacional ao consumidor final.

Os valores econômicos foram calculados considerando os seguintes critérios:

- Prazos, sendo 30 anos para hidrelétricas e 20 para demais fontes;
- Taxas de retorno do capital próprio do empreendedor, compatíveis com os riscos;
- Índices de eficiência, de acordo com grau de desenvolvimento tecnológico e potenciais energéticos nacionais;
- Custos unitários médios para a determinação do valor a ser investido no empreendimento;
- Previsões de despesas operacionais, incluindo perdas, custos médios de conexão e uso de sistemas elétricos e tributos;
- Condições especiais de financiamentos;
- Relação entre capital próprio e capital de terceiros;
- Descontos específicos para a utilização da rede de transmissão.

Foram também fixados parâmetros para as fontes participantes do programa como taxa de câmbio, taxa mínima anual de atratividade, financiamento, custo de transporte da energia e impostos. Para cada fonte, foram adotados ainda parâmetros específicos. No caso da biomassa, por exemplo, foram consideradas diferentes categorias - arroz, bagaço de cana-de-açúcar, biogás e madeira.

Assim, os valores econômicos foram definidos pelo MME e pela Eletrobrás, considerando os aspectos técnicos e as condições de mercado de cada uma das fontes e publicados na Portaria MME nº 45 de 2004. A Eletrobrás garantia a compra da energia a valores acima dos praticados pela geração hidrelétrica (R\$128/MWh). Os valores definidos foram de R\$ 110/MWh para biomassa (bagaço de cana), R\$ 135/MWh para PCHs e entre R\$ 208 e R\$ 240/MWh para eólicas (variáveis de acordo com o fator de capacidade, entre 32,4 e 41,9%).

Estes números foram bastante criticados. O valor estabelecido para a energia eólica, por exemplo, foi apontado como obstáculo à viabilidade econômica dos empreendimentos desta fonte. No caso da biomassa, a tarifa também foi considerada baixa pelos investidores, que alegaram ser insuficiente para cobrir os custos de produção do sistema de co-geração. Neste caso, vale lembrar que empreendimentos de biomassa para a geração de eletricidade competem com a produção de álcool e açúcar, atividades que operam com taxas de retorno da ordem de 25 a 30%, de acordo com a União da Indústria de Cana-de-Açúcar (Unica), contra uma taxa de 15% adotada para a venda de energia elétrica. Basta lembrar do quarto leilão de energia nova (em julho de 2007), que comercializou esta energia na faixa de R\$ 128/MWh.

A Eletrobrás foi declarada responsável pela contratação, por 20 anos, dos projetos selecionados no âmbito do programa e também pela administração da Conta Proinfa. Esta incluía os custos da energia gerada, custos administrativos e financeiros e encargos tributários e seria rateada entre todas as classes de consumidores finais atendidos pelo Sistema Elétrico Interligado Nacional. O contrato era desbalanceado a favor da Eletrobrás, vide, por exemplo a questão dos créditos de carbono que seriam todos da estatal.

Em relação ao financiamento, foi estipulado que as linhas de crédito do BNDES cobririam até 70% do investimento dos empreendimentos (excluindo apenas bens e serviços importados e a aquisição de terrenos) desde que fossem apresentadas garantias reais. O restante do investimento (30%) seria garantido com capital próprio de investidores. Foi acertado também que a Eletrobrás, no Contrato de Compra de Energia de Longo Prazo (PPAs), asseguraria ao empreendedor uma receita mínima de 70% da energia contratada durante o período de financiamento e proteção integral quanto aos riscos de exposição ao mercado de curto prazo. Esta porcentagem foi posteriormente aumentada para 80%, a fim de viabilizar mais projetos e aprimorar o desempenho do programa. Ficou definido que o custo de transporte não poderia ultrapassar 50% do valor total para projetos de até 30 MW de potência.

A Lei 10.438/02 estabeleceu ainda que a contratação das instalações seria feita por chamada pública, priorizando instalações por antiguidade de Licença Ambiental de Instalação (LI) e Licença Prévia Ambiental (LP). Definiu também o limite do contrato de fornecimento de 220 MW

para cada estado e o índice de 60% de nacionalização de empreendimentos energéticos. Tal índice considera a nacionalização não apenas do equipamento, mas do empreendimento como um todo, e foi criticado por dificultar empreendimentos eólicos. Em função dessas críticas, o índice de nacionalização acabou sendo flexibilizado para viabilizar projetos eólicos, ainda dependentes de equipamentos importados.

Posteriormente, a Lei 10.762, de 11 de novembro de 2003, permitiu a participação de um maior número de estados no programa e excluiu consumidores de baixa renda do pagamento do rateio da compra de energia nova³. Em seguida, o Decreto 5.025, de 30 de março de 2004, incluiu benefícios financeiros provenientes de créditos de carbono entre as receitas da Conta Proinfa. Por último, a Lei 11.075, de 30 de dezembro de 2004, alterou os prazos de celebração de contratos e de início de funcionamento de empreendimentos. O início de funcionamento, previsto para 2006, foi postergado para o final de 2008 para contratos celebrados pela Eletrobrás até 30 de junho de 2004. Após esta data, a diferença entre os 1.100 MW e a capacidade contratada por fonte seria celebrada em contratos por fonte até 28 de dezembro de 2004.

resultados do Proinfa

No total, foram contratados 144 projetos que devem totalizar, até o final do Proinfa, 3% da geração de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional. Deverão ser gerados mais de 13.500 GWh, com potência instalada de 3.299,40 MW. De acordo com o MME, na última atualização de dados do Proinfa (em abril de 2008), há 42 usinas concluídas ou em operação (totalizando 1.044,7 MW) e outras 102 usinas não concluídas, que poderão agregar 2.165,3 MW. Destas, 58 usinas estão em construção (em um total de 946,5 MW) e 39 não tiveram sua construção iniciada (1.218,8 MW). Outras 5 usinas estão em processo de rescisão contratual (89,4 MW)⁴.

Dos projetos contratados, 27 são empreendimentos de biomassa, sendo que 19 já entraram em operação, 1 está em construção, 3 não iniciaram as obras e 4 solicitaram rescisão de contrato. Há 63 empreendimentos de PCHs, dos quais 17 encontram-se concluídos ou em operação comercial, 42 em construção, 3 ainda não iniciados e 1 projeto em dissolução de contrato. Na fonte eólica, foram 54 empreendimentos - 6 em operação comercial, 15 em construção e 33 ainda não iniciados.

Os problemas se concentraram nos projetos de geração eólica. Apesar do enorme potencial energético de 143 mil MW estimados no Atlas do Potencial Eólico Brasileiro⁵, o setor eólico carece de estrutura industrial para atingir maturidade no curto prazo. O monopólio na produção de aerogeradores por uma única empresa no país elevou os custos dos componentes e conseqüentemente da energia eólica.

figura 2: situação de todos os projetos contratados pelo Proinfa (maio/2008)

FONTE	PCH	BIOMASSA	EÓLICA	TOTAL CONTRATADO
Operação comercial pelo PROINFA				
Unidades	16	19	6	41
%	25,4%	70,4%	11,1%	28,5%
MW	299,34	504,34	218,5	1.022,18
%	25,1%	73,6%	15,4%	31%
Concluídas aguardando regularização da operação comercial pelo PROINFA				
Unidades	1	0	0	1
MW	22,50	0	0	22,5
Em construção				
Unidades	42	1	15	58
%	66,7%	3,7%	27,8%	40,3%
MW	812,7	10	123,83	946,53
%	68,2%	1,5%	8,7%	28,7%
Não iniciada construção				
Com EPC*				
Unidades	1	1	28	30
%	1,6%	3,7%	51,9%	20,8%
MW	18	30,5	839,89	886,39
%	1,5%	4,5%	58,9%	26,9%
Sem EPC*				
Unidades	2	2	5	9
%	3,2%	7,4%	9,3%	6,3%
MW	28,7	61	242,7	332,4
%	2,4%	8,9%	17,1%	10,1%
Total				
Unidades	3	3	33	39
%	4,8%	11,1%	61,1%	27,1%
MW	46,7	91,5	1.080,59	1.218,79
%	3,9%	13,4%	75,9%	36,9%
Sub judice/ em rescisão contratual				
Unidades	1	4	0	5
%	1,6%	14,8%	0%	3,5%
MW	10	79,4	0	89,4
%	0,8%	11,6%	0%	2,7%
Total contratado				
Unidades	63	27	54	144
MW	1.191,24	685,24	1.422,92	3.299,4

* ENGINEERING, PROCUREMENT AND CONSTRUCTION CONTRACTS

fonte 2008, ELETROBRÁS

Já os projetos de biomassa e PCHs não apresentaram gargalos tecnológicos. As PCHs têm um acúmulo de mais de cem anos de experiência e o Brasil é líder mundial no setor com 1.300 MW instalados distribuídos por 260 empreendimentos em operação. Apesar de enfrentar atrasos nas obras por conta da lentidão na obtenção de licenças ambientais, é a fonte que mais se aproxima do cumprimento da meta de geração do Proinfa, já que todos os projetos estão com financiamentos solicitados ou contratados e encontram-se dentro do prazo previsto.

Em relação à biomassa, há 286 usinas termelétricas em operação produzindo 4100 MW, dos quais 74% são gerados a partir do bagaço de cana. Três projetos de biomassa tiveram problemas de acesso à eletricidade e solicitaram rescisão. A conexão à rede básica é justamente o maior entrave à ampliação do setor uma vez que não houve investimento das distribuidoras na ampliação das linhas de transmissão. O mesmo vale para projetos de parques eólicos. Pelo menos para as usinas de co-geração, a situação pode melhorar: a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) deve licitar a construção de linhas de transmissão e subestações coletoras. Isto facilitaria a conclusão da interligação das usinas, que ficariam responsáveis por um trecho menor de conexão, até as subestações.

As Regiões Sudeste e o Centro-Oeste do país são as preferidas para as PCHs, abrigando 41% do total dos projetos e, assim, serão responsáveis pelos maiores volumes de geração com 50% da energia ofertada. A Região Nordeste abrigará 31% dos projetos, mas totalizará apenas 22% da energia gerada, por conta do número de projetos de pequena escala. As Regiões Norte e Sul do país responderão por 24% e 4%, respectivamente, da geração total e contam com a mesma proporção de projetos.

Do total, foram contratados 143 projetos de PCHs, 52 projetos com potência inferior a 15 MW e 91 com potência superior a 15 MW. Em termos de energia gerada, os pequenos projetos (< 15 MW) serão responsáveis por quase 2.000 GWh (14% do total de geração) e projetos com potência superior a 15 MW gerarão 11.500 GWh (86% do total de geração). As Regiões Sudeste e Centro-Oeste serão responsáveis por 41% da energia gerada por projetos de PCHs com potência inferior a 15 MW e por 52% da oferta dos projetos maiores que 15 MW.

Na conta final, os projetos de pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) contribuirão com 51% da energia gerada pelo Proinfa, seguida dos projetos eólicos (28%) e dos projetos de biomassa (21%).

pontos críticos e falhas do Proinfa

Devido à inexperiência e falta de cultura tecnológica, o Proinfa apresentou diversas falhas, divididas aqui em aspectos legais e de mercado.

Em termos de legislação, a demora na regulamentação do programa pelo governo gerou incertezas sobre a divisão de competências, condições de aquisição de energia e prazos de contratação. Houve também problemas relacionados à obtenção de licenças ambientais por conta de fatores jurídicos, técnicos e financeiros.

Já em termos de mercado, os principais problemas foram o financiamento e o acesso de empreendedores ao crédito, o valor econômico dos projetos, a falta de segurança para investidores e o índice mínimo de nacionalização (este último, específico para a energia eólica).

Alguns equívocos foram corrigidos no decorrer do Proinfa. A própria Eletrobrás reconhece as falhas e assume que faltou objetividade em algumas datas estipuladas, que acabaram prorrogadas para completar a contratação da capacidade prevista inicialmente. A alteração das regras no meio do jogo intimidou empreendedores e fabricantes de equipamentos. Hoje, há consenso entre o governo e o mercado de que uma política transparente é necessária para encorajar a estruturação de um mercado de energias renováveis no país.

imprecisões legais

Imprecisões no texto da Lei 10.438/02 e do Decreto 4.541/02 relacionadas à regulamentação comprometeram o andamento do programa nos seguintes aspectos: garantia de compra da eletricidade, definição das competências dos diferentes agentes (Ministério de Minas e Energia (MME), Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) e Eletrobrás), chamada pública e forma de fixação do preço da energia. Alguns destes pontos foram posteriormente regulamentados pelo Decreto 5.025, de 30 de março de 2004 e pelas Resoluções Normativas número 56, 62 e 127, de 2004. Outros pontos permaneceram imprecisos, como é o caso da gestão dos Certificados de Energia Renovável (CER).

definição das regras de aquisição de energia elétrica

As disposições legais relacionadas à garantia de compra da energia gerada por projetos do Proinfa são contraditórias. A Lei 10.438/02 diz que, na primeira etapa do programa, a compra da energia a ser produzida no prazo de 15 anos estaria assegurada a partir da entrada em operação definida no contrato. A informação, no entanto, não foi complementada ou ratificada no decreto 4.541/02.

Houve também dúvidas sobre a definição dos limites de compra de energia de cada fonte, do controle de colocação de energia na rede em função da produção, da variação da demanda e do sistema hidrelétrico e do pagamento por disponibilidade de capacidade em momentos de

oferta abundante de energia.

A regra de garantia de compra de energia também gerou dúvidas em função de dois artigos do decreto 4.541/02 que definiam a quantidade de energia passível de contratação e estabeleciam o montante de energia que seria adquirido pela Aneel. Ambos os artigos diziam que o contrato garantiria a compra da energia de referência – que é a energia passível de ser contratada –, provocando uma redundância e sugerindo que a implementação do Proinfa seria discricionária apenas à Aneel. A definição dos valores e da forma de aquisição da energia elétrica são pontos cruciais para aplicação correta do programa e para garantir estabilidade de investimentos⁶.

divisão de competências e responsabilidades

O Decreto 4.541/02 também foi impreciso quanto à definição de atuação e de competências específicas de cada agente do setor elétrico, leia-se MME, Aneel e Eletrobrás.

O decreto atribuiu à Aneel a competência de criar critérios para autorizar e rever periodicamente o montante da energia elétrica contratada no âmbito do Proinfa. Em outros artigos, o decreto estipulou regras de competência da Aneel em relação a procedimentos de rateio, fiscalização da qualificação dos PIAs e regulação da aplicação dos recursos da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE). No entanto, por princípio, a Aneel não poderia ser incumbida de competências via decreto, já que a agência foi criada por lei e constitui uma entidade autônoma, e não departamento ou órgão do MME⁷.

O decreto estabeleceu ainda uma divisão inadequada de funções entre a Eletrobrás, a Aneel e o MME. A Eletrobrás celebra o contrato de compra de energia, mas cabe à Aneel e ao MME a definição de parâmetros de energia de referência, qualificação dos contratados, valor econômico de cada tipo de energia e necessidade de chamadas públicas, entre outros pontos importantes. Essa repartição de competências pode provocar uma quebra de vínculo de responsabilidade do contratante em relação ao contrato, uma vez que a Eletrobrás não tem o poder de decidir sobre os aspectos de contratação citados acima. Essa divisão de funções também pode gerar decisões incoerentes, desperdício de recursos e, principalmente, insegurança nos investidores.

chamada pública e critérios de contratação de projetos

As contratações da administração pública direta e indireta são sempre precedidas de licitação. Porém, a Lei 10.438/02 estabeleceu que a contratação pelo Proinfa seria precedida da modalidade de chamada

pública. Embora sutil, a diferença entre licitação e chamada pública é importante. O Decreto 4.541/02 define chamada pública como uma modalidade autônoma de licitação cujos regramentos não são inteiramente compatíveis com a Lei de Licitações e Contratos. Essa imprecisão do decreto poderia colocar em risco os contratos, tornando-os passíveis de anulação. Vale ressaltar, porém, que não houve problemas nas chamadas públicas realizadas. Foram realizadas duas chamadas públicas e todos os 3300 MW foram habilitados.

Em relação à contratação de projetos, houve também uma grande discussão sobre os critérios adotados para escolha e desempate de projetos. O Proinfa estabelece como critério de seleção a disponibilidade, nesta ordem, da Licença Ambiental de Instalação e da Licença Prévia Ambiental. Em casos de desempate, foram privilegiados projetos com licenças mais antigas, critério que deixou em segundo plano outros parâmetros fundamentais para a avaliação dos empreendimentos, tais como a eficiência do projeto.

forma de fixação do preço da energia

Apesar do enorme potencial nacional, o custo de produção da energia renovável no Brasil ainda é superior ao da energia hidrelétrica, especialmente a energia velha proveniente de geradoras com investimentos amortizados. A Lei do Proinfa definiu que o preço das energias alternativas seria fixado pelo VETEF, tendo como piso 80% da tarifa média nacional de fornecimento ao consumidor final. Já o Decreto 4.541/02 determinou uma metodologia para a fixação de preço para cada fonte de energia, a partir de uma média do fluxo de caixa geral das empresas geradoras de energia de fontes alternativas (custos, remuneração de capital, produtividade, etc), com piso indicado também pela média da tarifa nacional.

Esse preço, apesar de incluir critérios econômicos e características dinâmicas das fontes (como custo/benefício), deixou de contemplar especificidades de projetos, tais como economia de escala, comportamento do vento ou impactos positivos como o desenvolvimento regional, pesquisa e desenvolvimento e ganhos ambientais. Um projeto considerado pouco atrativo do ponto de vista econômico pode ser valorizado de acordo com seus benefícios sociais e ambientais. Assim, este mesmo projeto poderia ser mais competitivo caso seu nível de remuneração contabilizasse custos externos evitados – tais como emissões de gases estufa, alagamento de áreas habitadas e a economia na ampliação da geração elétrica convencional.

Vale ressaltar que a fixação de preços por valores normativos ou valores limites de repasse dos preços de eletricidade é justamente uma das grandes dificuldades enfrentadas pelos programas de incentivo a renováveis tanto no Brasil como em outros países.

licenciamento e financiamento

Foram detectados entraves burocráticos na obtenção de licenças ambientais, atrasos na aprovação de projetos por questões jurídicas, técnicas e de documentação, além da reprovação de projetos pelo BNDES por falta de garantias suficientes da parte de pequenos e médios investidores.

Em relação aos projetos eólicos, a data de emissão da Licença de Instalação (LI) desconsiderou questões técnicas, exercendo grande pressão sobre os órgãos ambientais para agilizar o processo e posterizou entraves técnicos. Houveram também denúncias de irregularidades na emissão de Licenças de Instalação (LI) e casos de comercialização ilegal de licenças.

Já a reprovação do financiamento de projetos ocorreu basicamente por falta de uma opção de modelo de financiamento adequada para projetos de energias renováveis, como é o caso do *Project Finance* (vide item [acesso ao crédito](#)).

No caso das PCHs, os projetos selecionados pelo Proinfa já estavam sendo desenvolvidos por empresas de engenharia habilitadas tecnicamente. Porém, tais empresas não dispunham de estrutura financeira para arcar com os custos de construção e seguros das obras. Para contornar tal dificuldade, foram formados consórcios nos quais a maior parte de empreendedores era despreparada e entrava com participações minoritárias apenas para “fazer negócio”. O BNDES acabou aprovando somente projetos que dispunham de sócios de grande capacidade financeira⁸.

Em outros casos, não havia nem a capacitação técnica: os titulares das concessões não estavam interessados em realmente construir as usinas e sim em gerar movimento especulativo, repassando a outorga a outros compradores⁹.

Outro entrave para as pequenas hidrelétricas era o fato de que muitos empreendimentos não eram elegíveis ao financiamento por conterem equipamentos não registrados na Agência Especial de Financiamento Industrial (Finame). Estes equipamentos, formados basicamente pela parte eletromecânica, rotores e turbinas representam, em alguns casos, até 40% do custo da obra. O cadastro no Finame é possível, mas é mais uma amostra da burocracia do processo de financiamento¹⁰.

arrecadação e rateio da CDE

A Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) foi estabelecida pela Lei 10.438/02 com o objetivo de promover o desenvolvimento energético dos estados e a competitividade de fontes energéticas renováveis, como eólica e biomassa; e fósseis, como o gás natural e o carvão. A previsão é que a CDE tenha validade de 25 anos.

Os recursos da conta provêm de pagamentos anuais de uso de bem público nas atividades de geração e transmissão de energia, cotas pagas por comercializadoras de energia e multas aplicadas pela Aneel a concessionários e autorizados. Tais recursos destinam-se, basicamente, a cobrir custos de combustível para usinas térmicas que utilizam carvão mineral nacional, gastos com a instalação e transporte de gás natural para estados sem fornecimento e pagamentos aos produtores de eletricidade no âmbito do Proinfa. Neste último caso, a CDE é utilizada para custear a diferença entre o valor econômico estabelecido para cada fonte participante do programa e seu valor de mercado.

As indefinições iniciais quanto às formas de arrecadação e de rateio dos recursos da CDE resultaram na inadimplência inicial da maioria das distribuidoras de eletricidade. O índice de inadimplência foi de quase 90% no pagamento da primeira parcela em 2003. Já em 2008, está previsto o recolhimento de R\$ 2,48 bilhões para a CDE, valor próximo ao arrecadado no exercício anterior.

Além de obscura, a distribuição dos recursos da CDE é contraditória no âmbito das fontes alternativas porque inclui subsídios ao carvão mineral nacional, ao gás natural e aos consumidores de baixa renda. A CDE prioriza ainda o tema da universalização do serviço público. Este é um exemplo claro de objetivos cruzados do próprio Proinfa, ao tentar promover, por uma mesma lei, tanto recursos renováveis que ainda dependem de incentivos para penetrar no mercado, quanto recursos fósseis já implantados e participantes do Sistema Interligado Nacional (SIN).

obstáculos de mercado

Neste tópico, são comentadas as principais dificuldades enfrentadas na primeira fase do Proinfa para atingir os objetivos de promoção e expansão do mercado brasileiro de energias renováveis.

Entre os problemas identificados, constam a capacidade limitada de aporte de recursos próprios de empreendedores para a obtenção de financiamentos, o índice de nacionalização – que, no caso da energia eólica restringe a entrada de fabricantes internacionais de equipamentos, entre outras.

acesso ao crédito

A dificuldade de acesso ao financiamento do BNDES foi apontada por investidores como a maior barreira para o sucesso do Proinfa, devido ao perfil dos empreendedores envolvidos nos projetos. A maior parte dos investidores inscritos era de pequeno e médio porte, com capacidade financeira abaixo da média das empresas de energia e, em alguns casos, sem tradição no setor. Muitos projetos acabaram travados na burocracia do BNDES por falta de garantias suficientes de parte destes empreendedores.

É importante ressaltar que o BNDES tampouco estava preparado para apoiar projetos do Proinfa. Isto porque as condições de financiamento oferecidas inicialmente eram próximas às de um sistema corporativo simples, exigindo uma grande porcentagem de capital próprio nos empreendimentos. Este tipo de financiamento não favoreceu os projetos do Proinfa, sem histórico operacional no momento da construção e, portanto, sem confiabilidade de crédito para os bancos. O esquema que viabilizou de fato os empreendimentos do Proinfa foi o *Project Finance*, no qual fluxos de caixa esperados do projeto são suficientes para saldar os financiamentos.

A partir de março de 2005, foram acatadas demandas dos investidores tais como o aumento dos prazos de pagamento de 10 para 12 anos, o adiamento do início das operações dos projetos de 2006 para 2008 e o aumento do índice de financiamento de 70% para 80% do valor total do projeto. Estas alterações nas exigências para obtenção do financiamento viabilizaram projetos de PCHs e eólicas, os mais afetados pelas dificuldades iniciais de crédito.

distribuição de capacidade entre fontes e limitações estaduais

A divisão da capacidade de geração em parcelas iguais entre as fontes (1.100 MW para cada tipo de energia renovável – eólica, biomassa e PCH) e a limitação de capacidade estadual (estabelecendo um teto de contratação de 20% da potência total por estado) foram medidas iniciais que poderiam ter resultado na restrição do desenvolvimento de mercados locais de energias renováveis.

No caso da capacidade estadual, a limitação era preliminar - o potencial não contratado foi distribuído entre estados que possuíam as licenças ambientais mais antigas. A medida desfavoreceu o fortalecimento de pólos regionais de desenvolvimento tecnológico e a conseqüente criação de mercados capazes de reduzir os custos de tecnologias promissoras. O desenvolvimento de fontes energéticas regionais como é o caso da energia eólica na região nordeste do país, também foi comprometido. Em resumo, a restrição por estado não faz sentido, na medida que o que interessa em termos energéticos é o submercado.

Já a divisão das fontes em parcelas iguais restringia a implantação do potencial de uma determinada fonte em detrimento de outra. Sabe-se que os potenciais das energias de biomassa, pequenas centrais hidrelétricas e eólica são totalmente diferentes entre si e encontram-se em posição de desenvolvimento tecnológico e curva de aprendizado diferentes no país. A divisão igualitária foi abandonada, conforme visto no item resultados do Proinfa.

preços

O valor econômico estabelecido para a energia do Proinfa contratada pela Eletrobrás ficou abaixo das expectativas dos produtores, resultando em pouca atratividade econômica dos empreendimentos eólicos. Alguns produtores alegaram que os preços de compra estabelecidos eram baixos em comparação aos custos de financiamento. O baixo valor econômico também dificultou, segundo os investidores, a importação de tecnologia, no caso da energia eólica.

Em relação à energia de biomassa, o valor inicial proposto, de R\$ 105/MWh seria razoável para uma usina de açúcar e álcool mas não para uma usina de co-geração, cujos investimentos adicionais em equipamentos demandam uma tarifa de R\$ 150/MWh para garantir taxas de retorno de 15%. Vale lembrar que esta taxa de retorno é bastante inferior àquela que pode ser obtida com a produção de açúcar e álcool. Posteriormente, o valor da biomassa foi corrigido para valores mais próximos do custo estimado.

A definição dos preços foi baseada apenas em aspectos técnicos e nas condições de mercado de cada fonte, deixando de contemplar externalidades relacionadas a benefícios ambientais e sociais. Assim, as tarifas fixadas para energias renováveis acabaram sendo superiores as das fontes energéticas já consolidadas tais como hidrelétricas de grande porte e usinas térmicas. Por exemplo, se os custos sócio-ambientais da poluição gerada por energias fósseis fossem incorporados à tarifa, as fontes renováveis já seriam mais competitivas no mercado.

O preço deveria considerar ainda impactos positivos da complementaridade da geração elétrica a partir de vento e biomassa na estação seca, de baixa geração hídrica. O potencial destes energéticos em "armazenar" a energia hidrelétrica e, desta maneira, minimizar a oscilação dos preços de liquidação da diferença em épocas de estiagem, é decisivo para conter os aumentos do valor da energia repassada aos consumidores. Outro impacto positivo da complementaridade é a redução da necessidade de importação de energia para alguns submercados em períodos de seca.

limitação tecnológica e índice de nacionalização

A obrigatoriedade de um elevado índice de nacionalização para os empreendimentos e a falta de sinalização de uma continuidade do incentivo após o fim da primeira fase do Proinfa foram prejudiciais para o setor eólico.

O índice de nacionalização de 60% dificultou o estabelecimento de fabricantes no país e afetou a importação de tecnologia para o segmento. Até hoje, existe apenas um fabricante de aerogeradores no Brasil, a Wobben Windpower. Para 2008, está prevista a entrada da empresa argentina Impsa (Indústrias Metalúrgicas Pescarmona), que anunciou que construirá uma fábrica com capacidade anual para produzir 300 MW em aerogeradores.

Prevista na Lei do Proinfa, a obrigatoriedade do índice mínimo de nacionalização de 60% do custo total de equipamentos e serviços dos projetos foi um grande entrave para o ingresso de fabricantes de tecnologia eólica no país. A intenção dessa medida era fomentar o desenvolvimento da indústria nacional de equipamentos eólicos. Porém, a existência de apenas um fabricante de aerogeradores no país dificultou o cumprimento desta exigência e a realização da maior parte dos projetos. Como forma de corrigir esta limitação, o governo optou pela progressiva isenção do imposto de importação de partes dos aerogeradores a partir de meados de 2007.

Para PCHs e usinas de biomassa, contudo, o índice de nacionalização não representou um problema, uma vez que o país já detém as tecnologias de produção de maquinário para ambas as fontes.

Por fim, ainda não existe uma infra-estrutura de serviços para atender à demanda da indústria eólica, tanto em termos de maquinário como de recursos humanos, com uma classe de profissionais capacitados em diferentes áreas de ensaios, normatização e certificação. A lentidão do mercado desestimula a entrada de novas empresas. Para quebrar esse marasmo, é imprescindível que políticas de incentivo a renováveis sejam mantidas e aprimoradas, seja através da continuação e reformulação do próprio Proinfa ou do início de um novo programa.

incertezas e falta de sinalização para investidores

As imprecisões legais e de regulamentação do Proinfa geraram incertezas quanto às suas condições para a compra de eletricidade e a fixação do preço da energia, entre outros pontos importantes já comentados anteriormente. A falta de transparência no início do programa aumentou a insegurança dos potenciais investidores. Outros fatores que contribuíram para a desconfiança dos investidores foram a ausência de parâmetros claros e os atrasos no andamento dos projetos.

Ao término da primeira etapa do Proinfa, esse clima de incerteza contribuiu para a instabilidade dos investimentos. Fabricantes estrangeiros não consideraram a capacidade inicial de 1.400 MW de geração eólica em escala suficiente para justificar sua instalação no Brasil. E, assim, com falta de fabricantes e a consequente ausência de concorrência, não se estabeleceu um mercado nacional de energia eólica.

Uma prova da viabilidade da indústria de renováveis em países em desenvolvimento é a China. O relatório *Global Trends in Sustainable Energy Investments* (Tendências Globais de Investimentos em Energias Sustentáveis), do Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente (PNUMA), apontou que o país atraiu, em 2006, US\$ 4,5 bilhões em empreendimentos de energias renováveis. A capacidade eólica da China dobrou neste período, pulando de 1.300 MW para 2.650 MW e colocando o país entre os cinco maiores produtores deste tipo de energia. Em 2007, a China acrescentou mais 3.449 MW ao seu parque instalado, um crescimento de 150% em relação ao ano anterior. Estes números impressionantes são fruto da política de incentivo ao desenvolvimento de seu parque industrial, que levou os principais fabricantes de equipamentos eólicos a instalar-se em seu território. Mais exemplos de formação e desenvolvimento de mercados internacionais de energias renováveis podem ser conferidos no capítulo a seguir.



imagem INSTALAÇÃO FOTOVOLTAICA PRÓXIMA A BERLIM, ALEMANHA.

segunda fase do Proinfa?

Já prevista na Lei 10.438 de 2002, a idéia do governo era de iniciar a segunda etapa do Proinfa depois que a meta de implantação de 3.300 MW da primeira fase fosse atingida. Diante dos problemas enfrentados pelo programa e em função dos atrasos para atingir suas metas, especula-se que a segunda fase do programa não sairá do papel.

De qualquer maneira, a idéia original da continuidade do programa é de que as três fontes, eólicas, PCHs e biomassa alcancem, em até 20 anos, uma meta de atendimento a 10% do consumo anual de energia elétrica do país, considerando o potencial já instalado na primeira fase. A aquisição dessa energia ocorreria mediante programação anual de compra da energia elétrica de cada produtor, atendendo a pelo menos 15% da energia acrescentada anualmente ao mercado.

Outras diferenças importantes desta etapa em relação à primeira fase do Proinfa são a atribuição de um limite de 0,5% no impacto da contratação de fontes alternativas sobre a formação da tarifa de suprimento e o estabelecimento do preço das fontes por leilão, e não mais não por valor econômico. O índice de nacionalização subiria para 90%, a despeito da grande dificuldade verificada pelos empreendimentos em atender a este requisito na primeira fase do programa.

Além das restrições tarifárias, as fontes alternativas participantes do Proinfa em sua segunda fase deveriam participar de sistema de leilão e competiriam entre si pela parcela do mercado estipulada pelo MME. Nesta etapa, não haveria o estabelecimento de valores econômicos para cada fonte, visto que o sistema de leilão aproveita os empreendimentos que apresentam menores custos marginais. A expectativa seria de que novos projetos pudessem ser instalados de forma mais competitiva e menos onerosa.

o Proinfa e a mitigação do aquecimento global

O potencial de redução de emissões das aplicação das energias renováveis do Proinfa foi calculado em estudo da Universidade Salvador (Unifacs)¹¹. Para determinar a contabilização adequada de reduções de emissões, foi determinado o impacto dos empreendimentos renováveis sobre a geração das usinas movidas a combustíveis fósseis. O Sistema Interligado Nacional (SIN) estabelece o despacho prioritário de usinas hidrelétricas e nucleares, que apresentam custos marginais de operação mais baixos que as usinas térmicas, despachadas em caráter suplementar. Respeitando critérios da UNFCCC (sigla em inglês para Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudanças Climáticas), o estudo considerou nulas as emissões de usinas hidrelétricas.

O resultado do potencial de redução de emissões no SIN foi superior a 2,8 milhões de toneladas de CO₂/ano; o sistema Sul responde por 55% do total, seguido pelos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste (24%) e Nordeste (21%). As receitas provenientes de transações com créditos de carbono associados aos empreendimentos do Proinfa podem chegar a R\$ 80 milhões por ano estimando-se o valor da tonelada equivalente de carbono em US\$ 15.

A diferença entre o preço de mercado da energia (em torno de R\$ 80/MWh) e os Valores Econômicos das diferentes Tecnologias (VETEF) demonstraram que as receitas provenientes das vendas dos créditos de carbono representariam algo em torno de 12% do total dos subsídios da conta Proinfa.

Vale frisar que a titularidade dos créditos de carbono dos projetos do Proinfa vem sendo um dos pontos de discussão do programa. O decreto 5.882, de 31 de agosto de 2006, ratificou a apropriação dos créditos de carbono dos empreendimentos pela Eletrobrás. Este ponto provocou muitas críticas de parte de empreendedores, que obviamente contavam com os créditos como parte da receita de seus projetos.

políticas de desenvolvimento de fontes renováveis

INCENTIVOS DO GOVERNO SÃO FUNDAMENTAIS PARA FORMAR E SUSTENTAR MERCADOS DE ENERGIAS RENOVÁVEIS

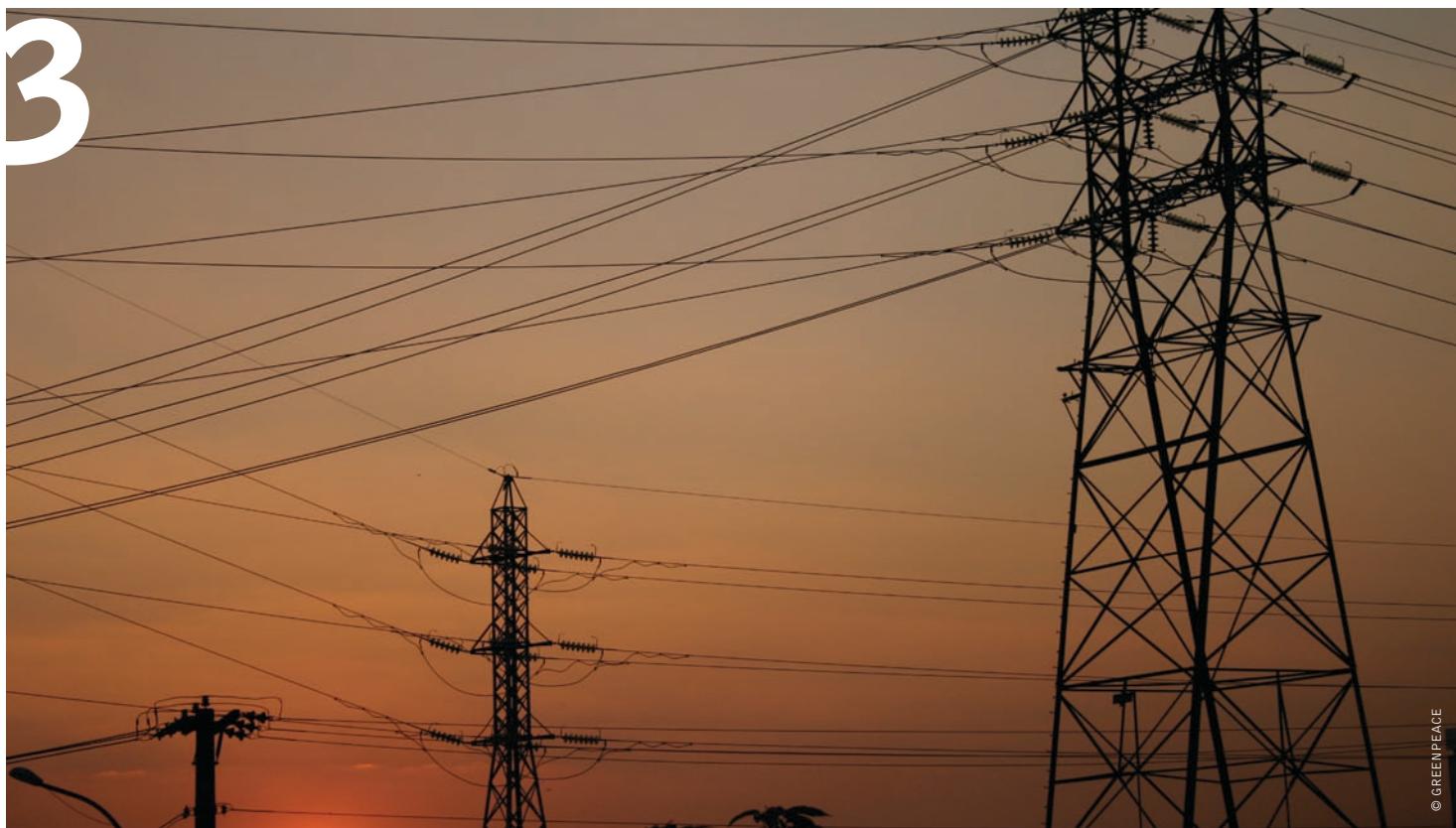


imagem O ACESSO À REDE GARANTE A FORMAÇÃO DE UM MERCADO DE ENERGIAS RENOVÁVEIS E IMPULSIONA O SETOR.

Para estabelecer um mercado brasileiro de renováveis, tão importante quanto o desenvolvimento tecnológico é a análise institucional dos principais mercados de energias alternativas. Os principais casos de sucesso de mercados energéticos ao redor do mundo são fruto de leis de incentivos que apontaram benefícios diretos e indiretos de cada fonte à matriz energética de cada país, tanto na geração de energia limpa quanto em efeitos periféricos resultantes da criação e da sustentação de mercados.

O exemplo de sucesso de política de incentivo para fontes renováveis, aplicada em diversos países da União Européia é, sem dúvida, a utilização de mecanismos de *feed-in*. Este e outros mecanismos, bem como suas vantagens e desvantagens, são explicados a seguir.

tarifas *feed-in*

A tarifa *feed-in* (ou FIT) é um preço especial pago pelas concessionárias de energia para a eletricidade proveniente de fontes renováveis. Utilizada amplamente na Europa, a tarifa *feed-in* está na raiz do sucesso do mer-

cado de energia eólica na Alemanha, Espanha e Dinamarca. A tarifa é capaz de suportar grandes mercados de energia renovável a um custo que acaba pulverizado entre todos os consumidores de eletricidade.

As tarifas *feed-in* podem ser fixas ou prêmio. As tarifas fixas definem e garantem o preço mínimo da energia elétrica gerada independente do mercado de eletricidade. Já as tarifas prêmio pagam um valor adicional além do preço de mercado. As tarifas prêmio representam uma modificação das tarifas de preço fixo em relação à incorporação de fatores de mercado.

Na Espanha, utiliza-se a opção de sistema de recompensa pré-fixada, ou mecanismos de “bônus ambiental”, que funcionam pela adição de uma recompensa somada ao preço básico de venda da eletricidade. Da perspectiva do investidor, o preço total recebido pelo kWh não é tão fixo como o da tarifa *feed-in*, por estar indexado ao preço da eletricidade. Por outro lado, da perspectiva de consumo, uma recompensa pré-fixada integra-se mais facilmente ao mercado global de eletricidade, já que os envolvidos responderão a sinalizações do próprio mercado¹².

Normalmente, as regulamentações impõem obrigações contratuais

entre as concessionárias e os produtores de energia de fontes renováveis, como por exemplo, o pagamento de valores fixos por 20 anos, nos casos da Alemanha e Espanha. Estas obrigações têm a função de oferecer segurança aos investimentos e atrair novos investidores, justamente os pontos deficientes do Proinfa.

como funciona?

Os geradores recebem da concessionária um preço fixo por cada kWh de eletricidade injetada na rede. O custo adicional dessa energia é assumido pelos consumidores de eletricidade. Por exemplo, se o preço de venda é de R\$ 400/MWh e a energia renovável custa R\$ 500/MWh, a diferença de R\$ 100 é rateada entre os consumidores de eletricidade. Cem mil MWh de energia renovável custariam R\$ 50 milhões. Considerando 4 milhões de consumidores, cada um deles pagaria R\$12 por ano ou adicional de R\$ 1 por mês na conta de luz. Este pequeno acréscimo na conta de eletricidade do consumidor seria certamente um grande incentivo para o desenvolvimento da geração distribuída e um passo inicial na mudança da estrutura da produção energética atual.

A remuneração das tarifas deve cobrir os custos da geração de eletricidade e, ao mesmo tempo, proporcionar uma margem razoável de lucro. O preço também deve atingir um nível de equilíbrio que o torne acessível ao consumidor de energia e motive o investidor a aplicar seus recursos. Ou seja, deve ser atraente e lucrativo ao mesmo tempo. O nível da tarifa é geralmente mantido fixo durante um número variável de anos para dar segurança aos investidores, garantindo, assim, parte da receita ao longo da vida útil do investimento. O mecanismo de *feed-in* pode ser baseado nos custos de geração de energia ou nos custos externos evitados pela utilização de fontes renováveis tais como emissões de gases estufa.

A tarifa também pode ser complementada com subsídios do Estado. Há, ainda, opções de tarifas que não incluem a obrigação da aquisição da eletricidade. Há países nos quais só é obrigatória a compra de energia renovável equivalente à quantidade de energia perdida na transmissão na rede. Há também o caso de países onde é possível vender a energia renovável diretamente no mercado *spot*.

A obrigação de compra apenas para compensar perdas de transmissão e distribuição da rede é praticada na Estônia e na Eslováquia, países onde a lei não permite que distribuidoras vendam eletricidade ou adquiram a totalidade da energia renovável gerada. Já a venda da energia renovável excedente no mercado *spot* é prática comum na Espanha, República Tcheca, Dinamarca e, mais recentemente, na Eslovênia. A vantagem desta opção é que os produtores, ao invés de receber o preço fixo pela energia, recebem o preço de mercado somado a um prêmio para cada kWh comercializado¹⁵.

As tarifas podem também variar de acordo com o combustível utilizado

figura 3: tarifas *feed-in* na Alemanha entre 2004 e 2013 (em centavos de €/kWh)

	PCH (DE 0,5 A 5MW)	BIOMASSA (DE 5 A 20 MW)	EÓLICA (ONSHORE)	SOLAR - PV (DE 30 A 100KW)
2004	6,65	8,4	8,7	54
2005	6,65	8,27	8,53	51,3
2006	6,65	8,15	8,36	48,74
2007	6,65	8,03	8,19	46,3
2008	6,65	7,91	8,03	43,99
2009	6,65	7,79	7,87	41,79
2010	6,65	7,67	7,71	39,7
2011	6,65	7,55	7,56	37,72
2012	6,65	7,44	7,41	35,83
2013	6,65	7,33	7,26	34,04

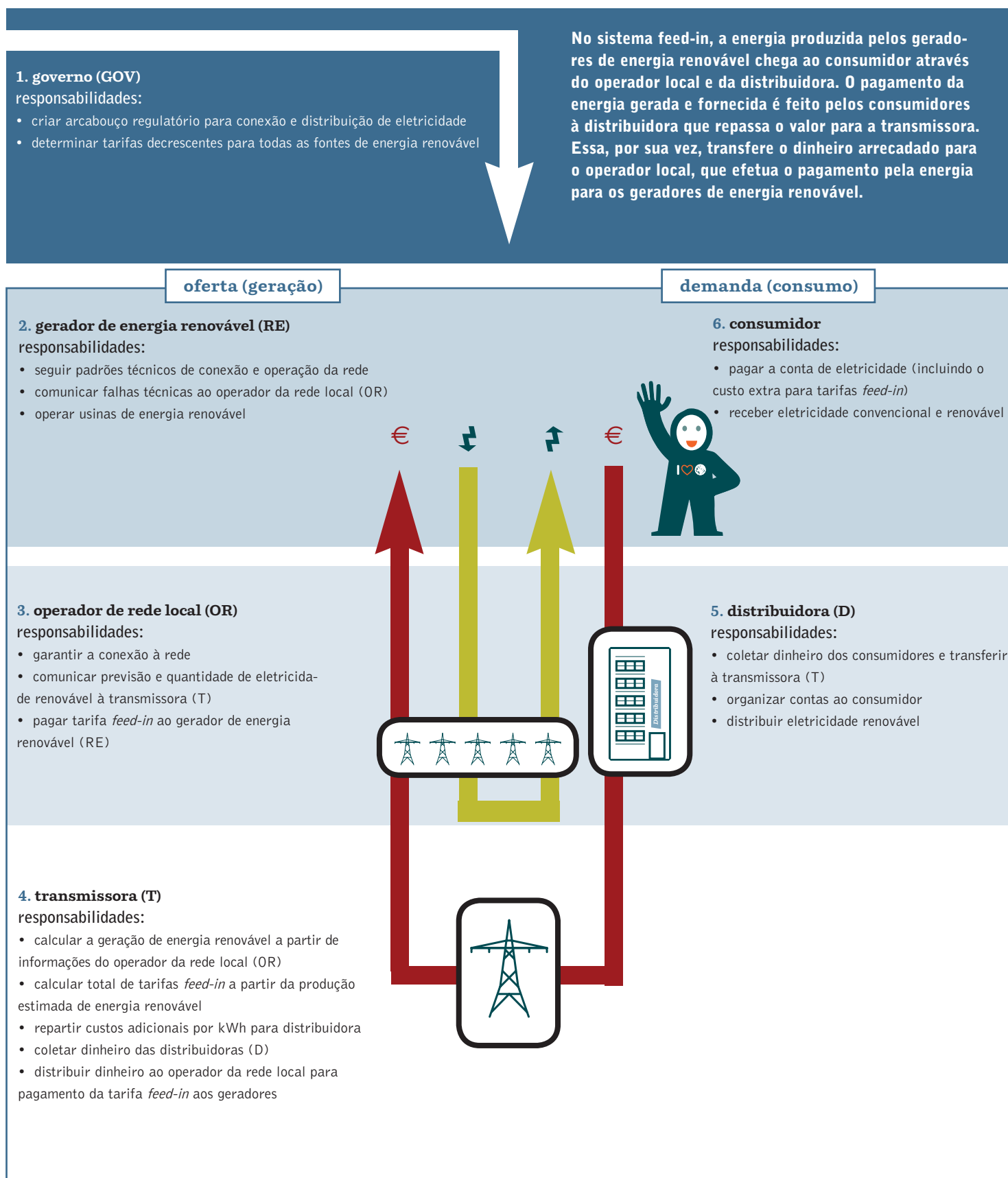
fonte "MINDESTVERGÜTUNGSSÄTZE NACH DEM NEUEN ERNEUERBARE-ENERGIEN-GESETZ (EEG). VOM 21. JULI 2004", MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE DA ALEMANHA. ACESSADO EM 2008. [HTTP://WWW.ERNEUERBARE-ENERGIEN.DE/INHALT/](http://www.erneuerbare-energien.de/inhalt/)

e o tamanho da usina de geração. Existem casos de redução gradual da tarifa, de forma a incorporar a curva de aprendizado e evitar sobrecompensação. Neste modelo, as tarifas são revistas regularmente para mantê-las em linha com os objetivos da política energética e acompanhar as variações no preço da energia. A tarifa de energia solar fotovoltaica, por exemplo, é reduzida em cerca de 5% ao ano, um reflexo direto da curva de aprendizado da tecnologia e sua queda de custos.

vantagens

A grande vantagem das tarifas *feed-in* é a estabilidade financeira para o investidor graças a um mecanismo simples do ponto de vista administrativo. Os riscos financeiros são evitados por meio de contratos de compra e venda de energia a um prêmio ou preço pré-determinados. As garantias de acesso à rede e despacho priorizado pelo prazo de 20 anos ajudam a minimizar os riscos. O planejamento do balanço energético também é influenciado positivamente à medida em que se prioriza o despacho das fontes renováveis e o aumento da capacidade é garantido no curto prazo.

figura 4: como funcionam as tarifas *feed-in* na Alemanha



críticas

Por outro lado, há críticas às tarifas *feed-in* quanto aos valores pagos pela energia gerada e ao sistema de tarifa fixa. Há dificuldade de operar ajustes que reflitam mudanças nos custos de produção das tecnologias renováveis e argumenta-se que a tarifa fixa não gera um mercado competitivo entre as fontes renováveis e entre empreendedores, já que a remuneração independe do mercado de eletricidade.

No mercado alemão, a competição ficou a cargo das indústrias fabricantes de turbinas eólicas, que passaram a desenvolver turbinas cada vez maiores e mais baratas para manter sua participação. Vale lembrar, porém, que a adoção de tarifas prêmio, pagas sobre o preço de mercado de eletricidade, representa um avanço das tarifas *feed-in* em relação a um instrumento de apoio mais orientado ao mercado. Este tipo de tarifa prêmio incorpora o risco da indefinição do total de remuneração e da não-obrigatoriedade de contratação¹⁴.

sistema de cotas e certificados verdes

O sistema de cotas é uma política de incentivo focada na quantidade de energia renovável produzida. O governo institui uma estrutura para o mercado produzir, vender ou distribuir uma quantidade mínima de energia elétrica derivada de fontes renováveis e decide quais serão as fontes participantes do sistema de cotas. Assim, as renováveis podem ser protegidas da competição de outras fontes de baixo custo, já que as cotas são específicas por fonte. Normalmente, estas cotas podem ser comercializadas entre companhias para evitar distorções de mercado.

Dentro do sistema de cotas, há a variação do sistema de certificados verdes, que também determina cotas mínimas crescentes de geração e consumo de energia limpa para as concessionárias ou para o consumidor final. A obrigação da aquisição destes certificados, em proporção à geração e consumo de energia, são a garantia de que a energia será consumida e que a diferença entre o preço de mercado praticado e o custo da geração renovável será coberta já que o valor dos certificados é adicionado à tarifa de eletricidade.

Entre os países que adotaram esse sistema figuram Reino Unido, Suécia e Itália, na Europa, além de vários estados dos EUA, onde o sistema é conhecido como *Renewable Portfolio Standard* ou Padrão de Portfólio Renovável.

vantagens

O sistema de cotas e os certificados verdes têm como pontos positivos a possibilidade de formação de um mercado paralelo além do potencial de criar um mercado competitivo que garante o valor mais baixo para os investimentos. Porém, a tarifa, por ser

determinada pelo mercado e não de forma administrativa, implica infra-estrutura regulatória e gerencial sofisticada acarretando altos custos de transação.

desvantagens

O sistema de cotas é instável e não oferece segurança no longo prazo. As cotas são determinadas para um período de tempo ou determinada potência. Depois que a meta é atingida, não há mecanismos previstos para manter a produção de energias renováveis competitivas em relação às fontes convencionais. Assim, o sistema de cotas desestimula a entrada de investidores. Quem acaba entrando no negócio está mais interessado em especular do que em empreendimentos de longo prazo.

Outra desvantagem do sistema de cotas fixas é que a entrada das renováveis no mercado acontece de forma rápida, não estimulando a pesquisa e desenvolvimento ou a aprendizagem tecnológica e acaba por formar um setor com fontes pouco competitivas em termos comerciais.

No caso dos certificados verdes, o sistema é mais complexo que os outros mecanismos de pagamento. Os operadores devem ser ativos tanto no mercado de certificados quanto no de energia. Comparado a um preço fixo de oferta, o modelo de certificados é mais arriscado para o investidor porque o preço flutua diariamente. No longo prazo, o risco poderia ser minimizado com o estabelecimento de um mercado de contratos de títulos certificados.

sistemas de licitação e leilão

Os procedimentos de licitação podem ser usados para apoiar os beneficiários em termos de investimento, produção ou outros direitos limitados, tais como locais para produção eólica. Os critérios para avaliar as ofertas são determinados antes de cada rodada de licitação, quando o governo decide o nível desejado de energia gerada, a potência a ser instalada por cada fonte e as taxas de crescimento, entre outros fatores.

Em processos mais competitivos, como sistemas de leilões, o regulador define as reservas de mercado para um determinado montante de energia renovável e organiza o processo de competição entre os produtores para alcançar tal montante. As propostas são classificadas em ordem crescente de custo até que se atinja o total a ser contratado. Na sequência, elaboram-se um contrato de longo prazo como garantia de pagamento da energia para cada produtor de fontes renováveis. Os valores do contrato são baseados nos preços finais dos leilões.

Os sistemas de leilões envolvem ofertas competitivas de contratos para construir e operar um projeto específico, ou uma quantidade fixa de capacidade renovável em um país ou estado. Esse sistema tem sido usado para promover a energia eólica em países como Irlanda, França,



imagem PARQUE EÓLICO DE ALTAMONT, CALIFÓRNIA, EUA.

o fracasso do primeiro leilão de energia alternativa

Em junho de 2007 foi realizado o primeiro leilão de fontes alternativas no Brasil. A intenção do leilão era testar a efetividade deste mecanismo como forma de incentivo às energias renováveis em alternativa à continuação do Proinfa.

No caso do Brasil, os empreendimentos vencedores fecharam contratos de comercialização de 30 anos de duração para PCHs e 15 anos para térmicas a biomassa e centrais eólicas. A movimentação financeira total foi de R\$ 4,2 bilhões. Mesmo assim, a oferta de energia foi considerada baixa; as usinas eólicas não entraram no processo, as usinas térmicas à biomassa venderam apenas 542 MW de uma oferta inicial de 1.019 MW e as PCHs venderam apenas 97 MW.

O governo realizou esse leilão com base em pedidos dos controladores das usinas, que inscreveram 87 empreendimentos totalizando 2.803 MW. A razão da negociação de um volume tão inferior ao habilitado foi o preço médio praticado. A tarifa de R\$ 137,32 por MWh foi considerada baixa tanto para térmicas a biomassa, cujos empreendedores preferiram tentar preços mais altos de venda no mercado livre, como para eólicas, que sequer participaram do leilão.

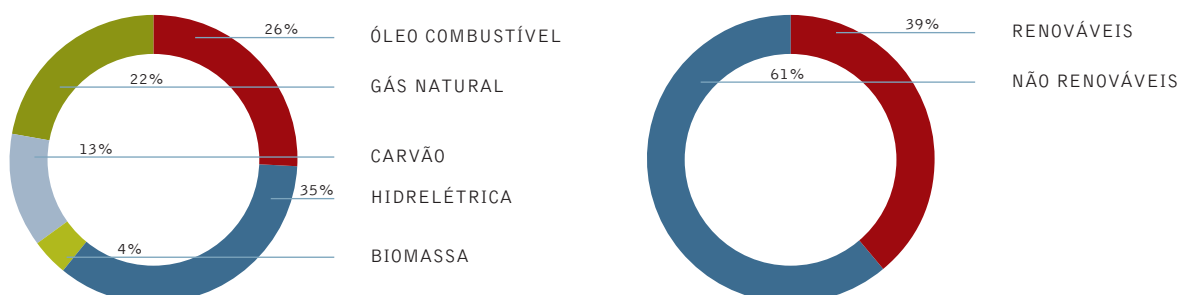
Outros motivos para a não participação de diversos empreendimentos no leilão foram ausência de documentação para habilitação e a falta de acesso a linhas de transmissão. Foi o caso de diversas usinas de álcool em Goiás, desconectadas às distribuidoras de eletricidade. Em síntese, a maior parte dos problemas identificados foi muito semelhante aos de empreendimentos do Proinfa.

Algumas lições foram aprendidas com a experiência e o Ministério de Minas e Energia reconheceu que a energia eólica merece um tratamento diferenciado, incluindo o aumento do preço e do prazo de contratação, melhores condições de financiamento e a possibilidade de contratar energia por quantidade, utilizando o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) para compensar variações de demanda.

Luiz Pinguelli Rosa, presidente da Eletrobrás no início do governo Lula, defendeu a posição de que a estatal participe dos próximos leilões de fontes alternativas, oferecendo as energias a preços mais baixos. Conforme explicitado anteriormente, a opção pelos leilões não produziu resultados satisfatórios na ampliação da geração renovável em outros mercados do mundo.

Veja abaixo um gráfico sobre a participação de fontes de energia nos leilões.

figura 5: participação de fontes energéticas nos leilões de energia nova



fonte PRADO, F.A.A., HEIDEIER, R. B. "O CRESCIMENTO DA INTENSIDADE DE EMISSÕES DE GASES DE EFEITO ESTUFA NA MATRIZ ELÉTRICA BRASILEIRA - UMA VISÃO CRÍTICA" - XVIII SEMINÁRIO NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. NÃO PUBLICADO.

Dinamarca e Reino Unido. No caso do Reino Unido, o sistema de *Non-Fossil-Fuel Obligation* (NFFO) ou Obrigação de Combustíveis Não-Fósseis vigorou entre os anos de 90 e 98 e permitia que empreendedores oferecessem lances para diferentes tecnologias renováveis

desvantagens

O processo de licitação tende a favorecer a escolha de projetos mais eficientes e de custos reduzidos, mas é insuficiente para atrair grandes investimentos. O índice de projetos de fontes renováveis ainda é baixo por estar sujeito a muitas variáveis do próprio setor de oferta e demanda de energia¹⁵.

Já os sistemas de leilão aplicam mecanismos de mercado, mas tornam este mercado intermitente e instável. A incerteza sobre a entrada de investimentos dificulta o crédito a taxas de desconto atrativas o que termina por aumentar o custo do capital dos empreendimentos.

O sistema de leilões faz os empreendedores assumirem o risco de que seus projetos não sigam adiante caso não vençam o leilão ou se houver problemas na concessão de licenças. Este risco favorece grandes investidores com capacidade para arcar projetos de maior estrutura, riscos compartilhados e preços mais econômicos.

Há ainda o risco de investidores apenas especularem apresentando lances baixos para depois não efetivarem os projetos. Foi o que aconteceu no esquema de Obrigação de Combustíveis Não-Fósseis (NFFO, na sigla em inglês), do Reino Unido no qual o preço de oferta caiu em até 70% entre o primeiro e o último leilão e a maior parte dos projetos acabou sendo abandonada. O sistema falhou na promoção de energias renováveis devido a problemas de formulação e burocracia na concessão das licenças de construção¹⁶.

subsídios e medidas fiscais

Os subsídios podem ser um mecanismo importante para superar barreiras de um investimento com alto custo inicial, como no caso de empreendimentos em tecnologias de energias renováveis menos econômicas. Os custos efetivos dos empreendimentos giram de 20% a 50%, mas estes índices podem variar nos diferentes países em função da disponibilidade de recursos energéticos e a força política das diretivas de proteção ambiental.

Taxas especiais para investimentos e medidas fiscais também podem ser consideradas uma forma de subsídio. Do ponto de vista econômico, não faz diferença se um incentivo acontece na forma de créditos em impostos ou na redução de pagamentos; já politicamente, o impacto varia se a cobrança for via contribuinte ou diretamente do consumidor de eletricidade¹⁷.

O sistema fiscal é utilizado no apoio a fontes renováveis em diferentes modalidades de redução ou abatimento em impostos especiais aplicados na geração, isenção tributária para fundos verdes e utilização de fundos específicos para geração limpa.

Um bom exemplo de medida fiscal são os créditos de impostos ou Production Tax Credits (PTC), utilizados nos EUA e no Canadá desde 1992. O PTC concede um desconto de 1,8 centavos de dólar no imposto de renda para cada kWh produzido em parques eólicos. O índice é reajustado anualmente pela inflação. Originalmente programado para expirar ao final de 2005, o PTC foi prorrogado até dezembro de 2008.

Outros países que utilizam incentivos fiscais como medida política de incentivo a renováveis são República Tcheca, Reino Unido, Chipre (nos quais a política é adicional a outras medidas de incentivo), Finlândia e Malta (que a utilizam como único instrumento de fomento ao mercado).

vantagens

Os subsídios reduzem o montante de capital inicial próprio necessário para começar o projeto e oferecem a garantia de que, no curto prazo, haverá aumento de capacidade da fonte energética subsidiada. As medidas fiscais, quando aplicadas como subsídios, conseguem criar uma fonte de renda (custo evitado) para o projeto ao longo da vigência do benefício fiscal. Em Minnesota (EUA), o PTC foi o responsável pelo crescimento anual de 18% da indústria eólica local, passando de 290 MW instalados em 1999 para 900 MW em 2006. Por um lado, o programa mostrou-se decisivo no desenvolvimento da energia eólica, se comparado ao baixo desempenho da indústria solar local, que não contava com nenhuma política substancial de promoção. Porém, ao se comparar esta taxa de sucesso com o crescimento das indústrias solar e eólica alemãs em 70% durante o mesmo período, fica mais evidente o efeito positivo das tarifas feed-in em relação ao PTC¹⁸.

desvantagens

As definições do nível do subsídio e das tecnologias subsidiadas devem ser pensadas de forma a não prejudicar a formação de um mercado competitivo no curto prazo. Subsídios aplicados em níveis inadequados podem acarretar barreiras comerciais e impedir a entrada de outros atores, reduzindo a competitividade entre os empreendedores¹⁹.

Já a opção por incentivos fiscais pode aumentar o custo de empreendimentos. O exemplo americano demonstrou que o caminho para a garantia de créditos de impostos requer a elaboração de estratégias complexas de financiamento, o que pode acabar encarecendo o projeto²⁰.

experiências internacionais

DIFERENTES POLÍTICAS DE INCENTIVO FORAM USADAS AO REDOR DO MUNDO DE ACORDO COM AS CARACTERÍSTICAS DE CADA FONTE E DE CADA PAÍS



imagem ENGENHEIRO FAZ A MANUTENÇÃO DE UMA TURBINA EÓLICA NA FAZENDA EÓLICA DE DAN NAN, NA PROVÍNCIA DE GUANGDONG. A CHINA VEM INVESTINDO EM ENERGIA EÓLICA PARA MINIMIZAR SUAS EMISSÕES DE GASES DE EFEITO ESTUFA E GARANTIR SEGURANÇA ENERGÉTICA.

Alemanha

A experiência alemã na implantação de políticas renováveis é um dos grandes exemplos de desenvolvimento industrial e de mercado para geração de energia solar, biodiesel e, principalmente, projetos eólicos. A participação das fontes renováveis na matriz elétrica alemã chegou a 10% em 2005.

O rápido crescimento do mercado eólico foi impulsionado pela aplicação do *Electricity Feed-In Act* (Lei de Eletricidade *Feed-in*), de 1991. A lei garantia a compra de energias renováveis pelas concessionárias, o que era novidade no país. Foi fixado um preço mínimo e as distribuidoras foram obrigadas a conectar a energia limpa à rede de distribuição, além de reduzir a compra de energia gerada por fontes convencionais. A grande concentração de projetos e seu maior custo para as distribuidoras resultou no repasse de custos ao consumidor, o que encareceu o preço final da energia.

Em 98, a lei sofreu sua primeira revisão, após ter sua constitucionalidade

de questionada pelas concessionárias, que discordavam do sistema *feed-in*. A própria indústria de renováveis estava insatisfeita com a redução do valor do prêmio recebido pela geração elétrica limpa e exigia mudanças na lei. O excesso de novos projetos eólicos até obrigou o estabelecimento de um teto de compra de energia renovável. Foi então adotada a Lei de Energias Renováveis, *Renewable Sources Act*, para garantir a continuidade dos empreendimentos eólicos.

A lei implantou a divisão de custos dos prêmios pagos aos geradores entre todas as distribuidoras e níveis da rede, equilibrando os encargos totais. A lei favoreceu também as demais fontes de energia renováveis estabelecendo metas e níveis diferenciados e decrescentes de tarifas para cada fonte limpa participante do programa. O aumento da competitividade entre as renováveis ao longo do tempo também foi considerado, o que levou à definição de que a participação das fontes renováveis de eletricidade deveria crescer de 5% em 2000 para 10% em 2010. Desde então, a cada dois anos, as tarifas são revistas em função do desenvolvimento do mercado e da tecnologia, permitindo a fixação de novas metas de participação de renováveis na matriz elétrica alemã.

Na última revisão da Lei de Renováveis, datada de 2004, as metas de participação das renováveis na matriz alemã foram revistas para 12,5% em 2010 e 20% em 2020.

Esta meta ambiciosa de renováveis foi acompanhada de um compromisso de descomissionamento das 17 usinas nucleares em operação na Alemanha até o fim da década de 2020 e pelo objetivo de aumentar em 3% ao ano a economia de energia no país. Os resultados da lei foram evidenciados pelo rápido crescimento do setor eólico, que passou de 6.100 MW de potência instalada em 2000 para quase o triplo, 16.630 MW, em 2004.

A história do desenvolvimento das energias renováveis na Alemanha é um feliz resultado da combinação entre investimentos públicos e de mercado. A indústria de renováveis alemã movimentou, em 2006, € 21,6 bilhões, dos quais apenas € 2 bilhões eram recursos públicos. O potencial eólico acumulado em 2007 foi de 1.667 MW. O país é o atual líder mundial em termos de capacidade instalada, totalizando 22.247 MW.

Espanha

Apesar de uma matriz energética fundamentada na energia hidrelétrica, a Espanha iniciou o desenvolvimento de energias renováveis apenas após o choque do petróleo dos anos 70. Este desenvolvimento foi motivado principalmente pela necessidade de diversificação da matriz elétrica e para reduzir a dependência de importações de energia. O primeiro passo foi a implantação de um Centro de Estudos de Energia, posteriormente chamado de Instituto de Diversificação e Economia Energética, que desempenhou importante papel na implantação de programas energéticos no país.

Em 1994, o Decreto Real 2.366 obrigou as concessionárias a oferecerem um preço reduzido à energia gerada por fontes renováveis por um período de cinco anos. Quatro anos depois, em 1998, o setor elétrico foi reformado e passou para o regime de mercado livre. O setor de renováveis foi então consolidado com outro Decreto Real, de número 2818, que harmonizou o regime de incentivos com o emergente mercado competitivo de eletricidade.

Em 2000, foi criado o Plano para a Promoção de Energias Renováveis na Espanha, que previa a participação de 12% das fontes renováveis na matriz energética e 29,4% na geração elétrica até 2010. Dividido em duas fases, primeiro de 2000 a 2006, em seguida de 2006 a 2010, o plano tem sido responsável por uma considerável expansão da geração eólica no país, apesar de não ser específico sobre a duração do apoio ao sistema tarifário.

Em 2004, visando redução de custos e aumento da eficiência, o governo introduziu um novo regime de venda de eletricidade, no qual os gerado-

res estariam livres para vender sua energia renovável, recebendo por isso o preço pago no mercado mais um prêmio, ou valor bônus diferenciado, calculado com base nos preços de mercado²¹.

Como reflexo deste plano, a capacidade eólica instalada que era de apenas 52 MW em 1993, chegou a 15.145 MW em 2007, colocando a Espanha como terceira maior capacidade instalada no mundo. A meta esperada para 2010, quando termina o plano, é de 20 mil MW.

Apesar da insistência da indústria e do próprio governo espanhol em direcionar recursos e subsídios para energias fósseis convencionais, o avanço das fontes renováveis foi possível por incentivos regionais para a instalação de fábricas eólicas. Essa regionalização trouxe conseqüências positivas como a geração de empregos e facilidades de financiamento de bancos.

Eslovênia

A Eslovênia é um dos poucos países da Comunidade Européia que tem avançado em direção às metas de renováveis propostas pela Diretiva 2001/77/EC do Parlamento Europeu. A atual participação de energias renováveis na geração elétrica do país é de 30% e deve atingir 33% até 2010.

Para tanto, a Eslovênia adotou um sistema híbrido de modalidades de tarifas *feed-in*. As tarifas são diferenciadas de acordo com a capacidade instalada das plantas e o combustível utilizado (diferenciação por tipo de biogás) e os produtores têm a opção da dupla tarifa em sua operação. Os geradores podem vender parte de sua eletricidade no mercado, recebendo um prêmio adicional ao preço de mercado, e outra parte da eletricidade ao operador do sistema, recebendo tarifas fixas.

A garantia de compra aplica-se apenas a tarifas fixas, mas a possibilidade de escolher entre uma ou outra permite aos produtores adaptarem sua operação de forma a obterem o preço mais alto de eletricidade em cada período do ano, o que se aplica bem no caso da geração a partir de biomassa e biogás, amplamente utilizadas no país.

Em 2007, a Eslovênia se tornou o terceiro estado, juntamente com Espanha e Alemanha, a integrar a Cooperação internacional de Promoção ao Uso de Energias Renováveis a partir de mecanismos *feed-in*. Esta cooperação, fundada na Conferência Internacional de Energias Renováveis de Bonn, em 2004, visa otimizar instrumentos de promoção de energias renováveis, intercambiar experiências na utilização do sistema *feed-in* e apoiar países que decidirem introduzir este sistema²².

Índia

Desde a sua independência, em 1947, a capacidade instalada de eletricidade na Índia cresceu de 1,4 GW para mais de 100 GW. Na rota da industrialização e com uma população de mais de um bilhão de habitantes, a Índia é atualmente um dos mercados mais promissores do mundo para a energia renovável.

O crescimento da geração renovável deveu-se, principalmente, ao elevando aumento da demanda por energia e ao alto índice de poluição associado ao uso da energia fóssil. Os principais fatores de atração de investidores foram o grande potencial de geração de energia renováveis tais como resíduos de biomassa, radiação solar, potencial eólico e de pequenas centrais hidrelétricas (PCHs), além da estrutura disponível para o aporte de investimentos privados. Atualmente, a Índia conta com a presença dos principais fabricantes mundiais de aerogeradores e com um parque nacional da empresa indiana Suzlon, o maior provedor de aeroturbinas da Ásia.

A abordagem do governo indiano foi decisiva para o desenvolvimento deste mercado. A meta da política indiana de energias renováveis é de que a capacidade instalada chegue a 10.000 MW até 2012; o mercado vai além e estima que este número será o dobro, 20.000 MW.

O governo indiano incentiva esta indústria por meio de reduções e isenções de impostos, recursos para projetos-piloto e empréstimos para empreendimentos. A Lei da Eletricidade, de 2003, estabeleceu comissões estaduais regulatórias para a promoção de renováveis por meio de tarifas preferenciais e obrigação de contratação mínima para distribuidoras. Nos últimos anos, tanto o governo quanto a indústria eólica garantiram estabilidade ao mercado indiano, atraindo investimentos de grandes empresas privadas e públicas. Esta medida também estimulou a indústria nacional e algumas companhias já fabricam 80% de seus componentes nacionalmente²³.

Foram estabelecidos programas específicos para a biomassa e pequenas centrais hidrelétricas. Criou-se a Agência de Desenvolvimento de Energia Renovável que financia projetos do setor. Os resultados são concretos: o mercado de renováveis já alcança US\$ 3 bilhões e cresce a uma taxa de 20% ao ano. O mercado de energia eólica já é um dos mais fortes do mundo, com uma capacidade instalada de 8.000 MW, dos quais mais de 2.500 MW foram instalados nos últimos dois anos. A Índia ocupa a quarta posição na geração mundial de energia eólica e a expectativa da Associação de Fabricantes de Aerogeradores da Índia é de que a capacidade aumente mais de 1.500 MW por ano até 2010.

China

O setor de energias renováveis da China foi impulsionado pela Lei de Energia Renovável que passou a vigorar no início de 2006. Esta Lei estabelece uma meta legal para o desenvolvimento de energias renováveis e adota um sistema de suporte tarifário.

A política energética chinesa incentiva a implantação local de fábricas de aerogeradores para aumentar a competitividade da energia eólica em relação às fontes fósseis. Para o estabelecimento de uma indústria doméstica, foram promovidas concessões de geração eólica para desenvolvimento comercial em alta escala. Autoridades locais convidam investidores a construir parques eólicos de 100 MW, via processo de licitação, com os objetivos de reduzir custos de geração e aumentar a proporção de componentes fabricados localmente. O resultado é que hoje há mais de quarenta empresas locais envolvidas na fabricação de turbinas que atendem mais da metade do mercado chinês.

Assim, a China dobrou sua capacidade eólica instalada entre 2005 e 2006 e instalou outros 3.449 MW em 2007, passando a ser o quinto maior mercado mundial, com 6.050 MW. A meta original de atingir 5.000 MW até 2010 foi superada antes do prazo. Agora, a Associação da Indústria Chinesa de Energia Renovável prevê uma potência instalada de 50.000 MW até 2015²⁴.

Estados Unidos

A indústria eólica norte-americana teve duas fases de crescimento impulsionadas por políticas diferentes. Porém, a falta de estabilidade e continuidade destas políticas provocou ciclos de alto desenvolvimento seguidos por períodos de baixíssimo crescimento.

O início do desenvolvimento da indústria de renováveis aconteceu em 1978, após a Crise do Petróleo, quando foi implementada a Lei de Políticas Regulatórias de Concessionárias (Purpa, na sigla em inglês) como parte da Lei Nacional de Energia. A lei visava desenvolver o mercado de energias renováveis, obrigando as concessionárias a adquirir toda a energia renovável gerada por pequenos produtores.

A implementação da Purpa e o estabelecimento do preço destas energias coube aos estados. O esquema de maior sucesso veio da Califórnia: o ISO 4 (*Interim Standard Offer* ou Oferta Padrão Provisória) era um contrato de 30 anos que garantia aos produtores que sua energia seria comprada pelas concessionárias, e os dez primeiros anos deste contrato teriam preços fixados. Com o ISO 4, o estado saiu de 10 MW de energia eólica instalada em 1982 para 1.039 MW em 1985.

Os contratos ISO 4 foram suspensos neste mesmo ano, como resultado da queda do preço do petróleo e a ainda baixa competitividade dos empreendimentos renováveis em relação às térmicas a combustíveis fósseis. Em 1992, veio o Crédito do Imposto de Produção (PTC, na sigla em inglês), que garantia uma dedução de US\$ 0,018 para cada kWh produzido por energia renovável. O PTC teve seu prazo expirado duas vezes, o que resultou em ciclos de alta e baixa geração (1.687 MW de eólicas acrescentado em 2003 contra apenas 389 MW no ano seguinte). Além da descontinuidade, outra grande desvantagem do PTC é o favorecimento a empresas com grande "apetite fiscal". Muitos empreendedores eólicos, que incluíam cooperativas rurais, não eram suficientemente lucrativos para fazerem proveito do crédito. Esta limitação da política do PTC ilustra a diferença da experiência americana para o caso europeu, onde a indústria renovável foi essencialmente construída por novos atores do setor energético.

Outra política criada nos anos 90 em alternativa ao Purpa foi o *Renewable Portfolio Standard (RPS)* ou Padrão de Carteira Renovável. Este modelo ganhava em competitividade, como reflexo da transformação do mercado de energia nesta época. A evolução dos preços das renováveis passou a não depender mais de preços fixos ou deduções de impostos, mas do mercado livre e da criação do sistema de créditos de energia renovável. O exemplo mais bem sucedido de aplicação do RPS no estado do Texas, onde vigora desde 1999. As características principais que garantiram o sucesso da política foram a obrigação de adoção para todas as concessionárias, a flexibilidade no cumprimento das metas com a possibilidade de empréstimo de créditos de renováveis e a penalização nos casos de não cumprimento.

Mesmo assim, os Estados Unidos lideraram a instalação de novas turbinas pelo terceiro ano consecutivo, com mais 5.244 MW adicionados e já totalizam 16.818 MW, a segunda maior capacidade eólica instalada no mundo, atrás apenas da Alemanha.

É importante notar que o modelo de política para energias renováveis baseado em incentivos fiscais e metas de capacidade instalada desenvolveu parque eólico norte-americano, mas não incentivou o desenvolvimento da indústria local. Uma prova disto é que das dez maiores indústrias eólicas mundiais, sete estão sediadas na Europa (Dinamarca, Espanha e Alemanha) e apenas uma nos Estados Unidos.

Reino Unido

Apesar de gerar a maior parte de sua energia a partir de térmicas a carvão e gás natural e usinas nucleares, o Reino Unido possui o melhor potencial de energia eólica da Europa. O ainda baixo aproveitamento das renováveis não se deveu à falta de apoio político e sim a esquemas de incentivo inadequados. O primeiro deles aconteceu em 1989, quando o *Electricity Act* (Lei da Eletricidade) privatizou o setor elétrico e ofereceu apoio à geração renovável, mas também à geração nuclear, pela *Non-Fossil-Fuel Obligation* (NFFO) ou Obrigação de Combustíveis Não-Fósseis.

Foi criada a primeira taxa de carbono, a *Fossil Fuel Levy* (Imposto sobre Combustíveis Fósseis), que era aplicada à geração fóssil. Uma pequena parte do dinheiro arrecadado com a taxa era destinada às renováveis, enquanto a maior parte era direcionada para o subsídio à energia nuclear, cujos custos eram bem superiores aos do mercado: em 1990, £ 7,8 bilhões foram destinadas para nuclear contra apenas £ 400 milhões para renováveis. Aos poucos, o crescimento da indústria renovável foi disponibilizando mais dinheiro da NFFO para investimentos.

A NFFO era baseada na divisão de recursos para as principais renováveis, oferecimento de contratos a longo prazo, redução gradual de preços fixados para cada tecnologia e disponibilização do maior volume de energia ao menor preço por leilões. O maior problema do instrumento foi o domínio da pressão competitiva sobre os demais objetivos da política. Os projetos competiam entre si, mas no final não eram construídos. Houve especulação e práticas predatórias de preços e os leilões geraram um ciclo de altos e baixos que minou a estabilidade e as perspectivas da política.

Em 2002, o NFFO foi finalmente substituído pelas Obrigações a Renováveis (*Renewables Obligation – RO*), que mantinha o esquema de competitividade e baixos preços, mas obrigava as concessionárias a adquirir energias renováveis e impunha penalizações sobre projetos que não eram implementados. O RO criou também os créditos de renováveis, que funcionaram como importante subsídio para a energia eólica. Estes créditos podiam ser negociados entre as concessionárias de forma que todos atingissem sua meta de comercialização de energia renovável.

Apesar de algumas limitações e dúvidas da RO em relação ao desenvolvimento do mercado local, é importante ressaltar que a política elevou a capacidade eólica instalada. Em 2007 foram instalados 427 MW e o Reino Unido tem uma capacidade instalada de 2.389 MW, a nona maior do mundo. A meta do governo para a energia renovável é a uma participação de 15% na matriz elétrica em 2015, aumentando para 20% em 2020.

uma nova política pública de energias renováveis

O DESENVOLVIMENTO DE UM MERCADO NACIONAL DEPENDE DE GARANTIAS DE ACESSO À REDE E DE UM NOVO MARCO REGULATÓRIO



imagem PRODUÇÃO DE UMA TURBINA EÓLICA, EM CAMPBELLTOWN, NA ESCÓCIA. A PROMOÇÃO DA INDÚSTRIA EÓLICA NACIONAL É FUNDAMENTAL PARA QUE O BRASIL TENHA UMA MATRIZ ELÉTRICA MAIS LIMPA.

Uma nova política pública para a promoção efetiva das energias renováveis no Brasil deve adaptar à realidade brasileira os mecanismos que vêm sendo aplicados com sucesso em outros países, além de superar e corrigir os problemas da primeira fase do Proinfa. Para tanto, é de fundamental importância o estabelecimento de medidas legais para o setor energético em linha com o desenvolvimento e estruturação de um mercado nacional de energias renováveis.

Um exemplo positivo foi a Resolução Normativa nº 247, de 21 de dezembro de 2006, adotada no âmbito do Proinfa. A resolução criou condições para a comercialização de energia para geradoras que utilizam fontes primárias incentivadas, com unidade ou conjunto de unidades consumidoras de carga igual ou superior a 500 kW. Ou seja, a resolução permite que um grupo de consumidores que vivem em locais diferentes, mas participa de um mesmo submercado, se reúna para comprar energia oriunda de uma mesma fonte incentivada escolhida por este grupo.

A resolução 247 também desvinculou os chamados consumidores especiais (responsáveis pela unidade consumidora de alta e média tensão) da obrigação de contratar energia da distribuidora local. Assim, estes

consumidores passaram a ter a liberdade de comprar energia diretamente de comercializadoras autorizadas pela Anel.

As alterações trazidas pela resolução 247 consolidam, na prática, o potencial de consumidores especiais, o que abre caminho para a ampliação do mercado de energias renováveis. Porém, esta resolução foi apenas um primeiro passo.

Um novo projeto de lei de promoção das energias renováveis deve ir além e contemplar as seguintes diretrizes:

1. A consideração econômica das fontes renováveis deve ultrapassar critérios como preço de mercado e incorporar outros aspectos técnicos e socioeconômicos. O potencial de uma fonte renovável em uma determinada região deve ser maximizado e aproveitado, ao invés de restrito por limites de capacidade por estados. **Benefícios sociais e ambientais devem ser internalizados no preço da energia**, o que o sistema *feed-in* já faz em alguns casos. Outros parâmetros técnicos também devem entrar na conta tais como a economia de combustível pelo despacho evitado das usinas térmicas, a função das renováveis na manutenção do nível dos reservatórios hidrelétricos e a contribuição da

geração descentralizada para reduzir custos de transmissão de energia.

2. É necessária uma estrutura regulatória que garanta a promoção da indústria nacional eólica, a exemplo do que tem ocorrido na China. Tal estrutura deve contar com incentivos fiscais e leis locais que criem condições favoráveis ao estabelecimento de fabricantes de turbinas eólicas. **O desenvolvimento da pesquisa e inovação tecnológica é de grande importância para a exploração da energia eólica no Brasil.** Cada sítio de ventos exige a confecção de turbinas específicas e adaptadas às condições locais. A condução destas pesquisas deve ser apoiada pelo governo e por empresas por meio de programas e parcerias com universidades e centros de pesquisa.

3. Uma próxima fase da política de incentivo às renováveis deve ajustar os níveis de nacionalização de serviços e equipamentos de forma mais criteriosa. Os índices visam o desenvolvimento da indústria eólica nacional, mas a expansão do parque gerador só vai ocorrer com a redução, em um primeiro instante, desta obrigação. A primeira fase do Proinfa mostrou claramente que o atendimento ao potencial contratado depende da importação de equipamentos. **Adotar índices elevados de nacionalização só será coerente quando houver uma indústria nacional sólida a ser protegida.** Desta forma, o ajuste do índice deve ser precedido de maiores incentivos ao desenvolvimento da indústria brasileira e à nacionalização de empresas.

4. Medidas que assegurem a **transparência das bases e objetivos das políticas e programas de incentivo às energias renováveis**, simplificando a definição dos marcos regulatórios e das responsabilidades de cada agente do setor elétrico. Essas medidas servem para garantir sinalização, tempo e estratégia de planejamento para os investidores interessados.

5. Para garantir estabilidade ao mercado de fontes renováveis, **o governo deve priorizar o acesso desses empreendimentos à rede e, ao mesmo tempo, direcionar investimentos de médio e longo prazos** que contemplem o ciclo de desenvolvimento e implantação plena dessas tecnologias. Devem ser aplicadas tarifas *feed-in* para cumprir essa função por três razões: **1)** as obrigações contratuais entre as concessionárias de energia e os produtores de fontes renováveis dão a segurança necessária aos investidores; **2)** o tempo de duração do sistema tarifário influencia o retorno e a renda para o gerador; e **3)** a revisão periódica das tarifas mantém o mercado estável e gradualmente preparado para uma posterior fase de maior competitividade.

6. Para a inserção de renováveis em leilões de energia, é necessária a elaboração de metodologia apropriada para calcular o lastro da energia contratada. O lastro assegura a cobertura da demanda quando a fonte contratada não supre a energia estipulada no contrato, mas sua aplicação baseada na geração física mensal é limitadora para fontes alternativas como eólica e solar, cujos regimes de geração são sazonais. **Uma alternativa para melhorar a performance de contratação de energias renováveis é a realização de leilões específicos para cada fonte.**

7. A fim de garantir a competitividade das fontes renováveis, é essencial que medidas sejam tomadas em relação aos custos de distribuição. Enquanto usinas de grande porte têm o custo da distribuição embutido em sua tarifa, os empreendedores do Proinfa são obrigados a custear as despesas de distribuição. Este foi um dos principais motivos da baixa contratação de energia no leilão de energias alternativas realizado em 2007. Os contratantes encontraram uma opção de compra de energia mais barata no mercado livre onde o preço não é fixo, mas a prática de desconto de 50% sobre a tarifa de distribuição acabou tornando o preço final inferior ao da energia contratada nos leilões. Assim, **a tarifa de distribuição para projetos renováveis também deve receber descontos no mercado cativo, a fim de tornar estas fontes mais atrativas.**

8. A utilização de **modalidades tarifárias diferenciadas** para atender a objetivos específicos como a orientação de mercado e a redução de custos para as tecnologias renováveis deve ser complementada por incentivos adicionais específicos. Exemplos: a adoção de mecanismos nos quais produtores de renováveis pagam taxas a autoridades locais que devem reinvestir este acréscimo de renda municipal em projetos de desenvolvimento local; o rateio de encargos sobre todos os consumidores de energia; repotenciação como forma de aumento da eficiência de usinas; distribuição de custos de conexão de geradores à rede e a incorporação de ações de gerenciamento da demanda energética no valor final das tarifas.

9. É imprescindível que o foco de **políticas públicas ou projetos de lei de incentivo às renováveis seja restrito à estas fontes e não inclua apoio a combustíveis fósseis.** A legislação do setor elétrico, ancorada no perfil de geração hidrelétrica, precisa ser adequada às particularidades e condições de geração das fontes do Proinfa. Nos Estados Unidos e em vários países da Europa, a presença de uma legislação específica para o desenvolvimento dessas fontes possibilitou o crescimento tanto da geração quanto da indústria renovável locais.



© GREENPEACE/BERNHARD NIMTSCH

veja box sobre geração descentralizada em anexos

conclusão

PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS, BIOMASSA E ENERGIA EÓLICA JÁ SÃO SOLUÇÕES VIÁVEIS PARA COMPLEMENTAR A DEMANDA ENERGÉTICA DO BRASIL



imagem PARQUE EÓLICO DE OSÓRIO, RIO GRANDE DO SUL. INSTALAÇÕES COMO ESSA ATRAEM NOVOS INVESTIMENTOS, AQUECEM A ECONOMIA LOCAL E GERAM NOVOS EMPREGOS.

O quarto relatório do IPCC e as negociações climáticas da Conferência das Partes, realizada em Bali ao final de 2007, demonstraram a urgência em combater os efeitos das mudanças climáticas a partir da redução drástica das emissões de gases de efeito estufa. O papel das energias renováveis nesta missão ficou evidente para líderes políticos, a indústria e a opinião pública mundial.

Neste cenário, a expansão das fontes renováveis de energia e o desenvolvimento deste mercado no Brasil são amparados por diversos aspectos positivos. Além dos evidentes benefícios ambientais da geração de energia limpa, com baixíssima emissão de poluentes, somam-se motivações sociais, tecnológicas e econômicas na adesão à revolução renovável.

É política e economicamente estratégico que o Brasil gere sua energia a partir de fontes limpas, renováveis e abundantes em território nacional. As recentes dificuldades de abastecimento de gás natural e as constantes altas no preço do petróleo são exemplos de como a decisão por combustíveis fósseis e importados encarece a matriz elétrica nacional e coloca em risco a segurança energética do país.

A demanda por eletricidade pode ser atendida pela geração hidrelétrica de pequeno porte, que apresenta bom potencial e impactos ambientais reduzidos. O uso da biomassa para geração termelétrica ainda não foi suficientemente explorado. Tanto a co-geração por bagaço de cana quanto a geração eólica apresentam a grande vantagem de complementarem a oferta de energia no período de menor produtividade hidrelétrica. A estação seca, de menor índice de chuvas, nos quais os reservatórios das usinas baixam, coincide com a época de maiores ventos e o pico da safra da cana-de-açúcar.

Na Região Nordeste do país, por exemplo, a vazão do rio São Francisco complementa-se bem com o regime de ventos do litoral. Essa complementação pode garantir energia firme para a região durante todo o ano e aumentar o valor agregado da energia comercializada. Estudos da própria Eletrobrás apontam os resultados da energia eólica na manutenção do nível dos reservatórios e mostram que os projetos são perfeitamente viáveis, com *paybacks* de até oito anos.

Para afastar os argumentos de que a energia renovável representaria mais um encargo na conta dos consumidores, a Associação Brasileira

dos Pequenos e Médios Produtores de Energia Elétrica (APMPE) calculou o impacto da inserção do Proinfa nas tarifas de energia elétrica a partir de números da primeira fase do programa. O resultado indicou que o impacto é inferior a 0,35% do valor total da tarifa – número bastante reduzido em comparação aos subsídios a combustíveis fósseis. Outro estudo, da Associação Brasileira de Energia Eólica, mostra a redução do custo marginal de operação de eletricidade com a inserção progressiva de geração eólica na próxima década.

De acordo com o relatório **[r]evolução energética**²⁵, produzido pelo Greenpeace, a tendência é que a matriz elétrica proposta pelo governo se torne continuamente mais cara por conta do crescimento da demanda, o aumento dos preços dos combustíveis fósseis e os custos das emissões de CO₂. O cenário mostra que uma matriz elétrica baseada em energias renováveis e eficiência energética pode ser R\$ 117 bilhões mais barata do que uma matriz de referência, baseada em hidrelétricas, térmicas a gás natural e carvão e energia nuclear em 2050.

O governo brasileiro, ao apostar nas energias renováveis, estará inserindo o Brasil em um mercado em franca expansão que vem apresentando taxas de crescimento de até 30% para a fonte eólica e quase 50% para a energia solar nesta década. Este modelo de energia descentralizada traz benefícios a toda a população. A inserção dessa indústria em municípios brasileiros atrairá novos empreendimentos, aquecer economias locais e gerar novos postos de trabalho. Estudo do Professor José Goldemberg cita que a geração eólica pode produzir entre 900 e 2400 empregos para cada TWh de energia gerada. Vale ressaltar ainda que a competência e a especialização nacional já adquiridas em projetos de pequenas centrais hidrelétricas e co-geração a biomassa podem e devem ser exportadas a outras regiões do mundo.

Para aproveitar o potencial renovável do Brasil, é necessário partir de um programa bem estruturado de incentivos. O Proinfa, na condição de iniciativa pioneira, enfrentou vários problemas legislativos e de mercado. Alguns desses problemas foram corrigidos ao longo do programa, como a extensão de prazos e a revisão de índices; outros pontos persistem. Estes problemas foram explicitados com o resultado do primeiro leilão de energia alternativa, realizado em 2007, que expôs o baixo interesse de produtores em venderem sua energia de acordo com as regras vigentes e mostrou as limitações do sistema de leilões como mecanismo de disponibilização de energias renováveis.

Experiências internacionais mostram que o sistema de leilões, por si só, é ineficiente para desenvolver indústrias de renováveis. No caso do Reino Unido, a maioria dos projetos eólicos leiloados não chegou a ser implementado e a indústria acabou não se desenvolvendo.

Por outro lado, simulações executadas em estudo da COPPE-UFRJ²⁶ mostram que é possível obter um crescimento lento e gradativo das fontes renováveis na matriz energética brasileira. O estudo indica que

o leilão deve ser específico por fonte e incorpore características que favoreçam as energias alternativas como, por exemplo, a complementaridade da biomassa e da geração eólica com o sistema hídrico, que minimiza as desvantagens de custos iniciais destas energias.

O estudo sugere ainda uma combinação dos sistemas *feed-in* e de cotas em diferentes fases de um programa de incentivo a energias renováveis. As vantagens de cada mecanismo seriam úteis de acordo com o estágio de maturidade do programa; no período inicial, o sistema *feed-in* emprestaria estabilidade financeira ao empreendedor e em seguida o sistema de cotas criaria um cenário mais competitivo e reduziria os custos iniciais de geração do sistema *feed-in*.

Ainda que o desenvolvimento de renováveis no mundo tenha ocorrido por meio de diferentes políticas de incentivo, a maioria dos casos de sucesso mostra que a utilização da tarifa *feed-in* aliada a políticas complementares de incentivo e a simplificação dos procedimentos de obtenção de licenças é a solução mais eficiente para apoiar a expansão das energias renováveis.

A perspectiva de longo prazo oferecida por este sistema é essencial quando o objetivo não é somente o de atrair investimentos em renováveis, mas criar indústria para o suprimento destes mercados. Neste sentido, o desenvolvimento da indústria eólica aconteceu em países que estabeleceram uma regulação baseada em tarifas *feed-in*, enquanto países que apostaram em sistemas de leilão ou cotas não obtiveram resultados à altura.

Por fim, os exemplos das experiências alemã e espanhola, somados à nossa experiência com o Proinfa, mostraram que, além do mecanismo ou sistema utilizado, a superação das barreiras econômicas e o desenvolvimento do mercado de renováveis só acontece com o estabelecimento de regras claras e políticas de longo prazo.

anexos

Projetos de Leis de incentivo a renováveis em tramitação no Congresso (maio/2008)

1) PL 1.563/2007 – Paulo Teixeira (PT-SP)

Resumo:

Consiste na ampliação do uso de energias renováveis na matriz elétrica brasileira e na universalização do acesso à energia elétrica, incorporando aspectos não explorados no Proinfa.

Pontos Principais:

- Propõe que a lei 10.438, que institui o Proinfa, amplie o incentivo a fontes renováveis das atuais fontes eólica, de biomassa e de pequenas centrais hidrelétricas às energias solar, geotérmica e de marés.
- O projeto propõe também que a proporção de energia eólica, de biomassa e de PCHs na matriz elétrica chegue a 15% em 2020 e que sistemas de aquecimento solar sejam completamente incorporados aos setores residencial e comercial até 2014, por meio de financiamento da União.
- Para tanto serão criados três programas específicos, para sistemas isolados, aquecimento solar e incentivo à geração distribuída.
- A geração de pequeno porte, não contemplada no Proinfa, seria gerenciada pelo agente comunitário de energia elétrica, que assegura a compra e a distribuição desta energia pela concessionária por um período de 20 anos. O pequeno produtor descentralizado de energia elétrica teria comercialização prioritária garantida com a concessionária local.

Pontos Positivos:

- Preenche diversas lacunas do Proinfa, ao incluir fontes de energias renováveis não contempladas na primeira fase do programa, incorporar um programa maciço de aquecimento solar, e incluir incentivos ao produtor de energia descentralizada.

Status:

Tramitando em conjunto, apensado ao PL 7692/2006, que está apensado ao PL 630/2003.

2) PL 7.692/2006 Mauro Passos (PT-SC) e Ariosto Holanda (PSB-CE)

Resumo:

Institui o Programa Brasileiro de Geração Descentralizada de Energia Elétrica e dá outras providências.

Pontos Principais:

- Define Pequena Geração de Energia Elétrica Descentralizada como geração renovável inferior a 5.000 kW de potência, conectados ou não a redes de distribuição.
- Institui o Provedor de Serviços de Energia Elétrica Descentralizado como responsável pela comercialização da energia produzida pelos produtores descentralizados e distribuição para o atendimento de consumidores. A concessionária local tem prioridade em receber a energia gerada.
- Propõe que os pequenos geradores em área urbana poderão ser conectados à rede de distribuição e que a fonte solar seja incluída dentre as fontes beneficiadas pela Conta de Desenvolvimento Energético (CDE).

Pontos Positivos:

- A possibilidade ainda inexistente de que pequenos geradores possam se ligar à rede e a garantia de que a energia descentralizada será adquirida e comercializada.

Status:

Apensado ao PL-630/2003.

3) PL 2.505/2007 Silvinho Peccioli (DEM-SP)

Resumo:

Cria o Certificado de Empreendedor de Energia Renovável (CEER), para produtores de energia elétrica a partir de fontes alternativas e renováveis.

Pontos Principais:

- Propõe a criação do Certificado de Empreendedor de Energia Renovável (CEER).

- Sugere que a concessionária seja obrigada a comprar a energia do possuidor do CEER, por um valor maior ou igual a 100% da tarifa média nacional de fornecimento ao consumidor final.
- O excedente de energia produzido poderá ser transformado em créditos de energia elétrica junto às concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica.
- O Poder Público Federal concederá facilidades para a compra e financiamento dos equipamentos necessários à geração de energia elétrica por fontes alternativas e renováveis.

Pontos Positivos:

- Estimula a geração distribuída pela criação do certificado, obrigação da compra de energia pela concessionária e facilidade de financiamento e compra pelo poder público.

Status:

Tramita em caráter conclusivo, apensado ao PL 630/2003.

4) PL 2.023/2007 Guilherme Campos (DEM-SP)

Resumo:

Institui incentivos tributários para a aquisição de bens e prestação de serviços necessários para a utilização de energia solar, eólica ou outras formas de energia alternativa.

Pontos Principais:

- Os contribuintes poderão deduzir da base de cálculo do Imposto de Renda, pessoas física e jurídica, e da Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL), as despesas referentes à energia utilizada.
- As empresas que fabricam os bens e prestam serviços para a utilização de energias alternativas serão dispensadas do recolhimento do Imposto sobre Produtos Industrializados (IPI), da Contribuição para os Programas de Integração Social e de Formação do Patrimônio do Servidor Público (PIS/Pasep) e da Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (Cofins) incidentes sobre operações com os referidos bens.

Pontos Positivos:

- Benefício a consumidores e a fornecedores de recursos para a geração de energias renováveis.

Status:

Também apensado ao PL 630/2003. Os textos tramitam em caráter conclusivo e serão analisados por comissão especial, ainda em fase de criação, que responderá pelas comissões de Defesa do Consumidor (CDC), do Meio Ambiente e Desenvolvimento Sustentável (CMADS) e Finanças e Tributação (CFT).

5) PL 523/2007 Antonio Carlos Mendes Thame (PSDB-SP)

Resumo:

Estabelece, por meio de uma Política Nacional de Energias Alternativas, princípios e diretrizes para a ampliação e o desenvolvimento do uso destas energias em progressiva substituição às energias fósseis.

Pontos Principais:

- É prevista uma participação destas fontes na matriz elétrica nacional em 25% do total até 2020 e 35% do total em 2030.
- Para tanto, são estabelecidos incentivos isenções tributárias, subsídios, e linhas de financiamento pelas instituições financeiras e de fomento sob controle da União, que destinaria 25% dos recursos orçamentários federais anuais para pesquisa e desenvolvimento destas fontes.
- Ao lado das fontes alternativas, são apontados estímulos à adoção e implementação de programas de melhoria de eficiência energética, por parte da indústria e dos consumidores residenciais.
- Para o cumprimento destas metas são previstas obrigações como a incorporação, em prédios e construções, de células e painéis solares para aquecimento de água, para efeito de validação de registro imobiliário.

Pontos Positivos:

- Metas contundentes para um cenário de 2020, fundamentando-as ao demandar a redução das emissões de gases de efeito estufa por meio de alternativas ao consumo de energias fósseis.
- O incentivo a renováveis não se estende à energia nuclear.
- O cumprimento da meta até 2020 baseia-se no artifício da proibi-

ção da expedição de licenças ambientais para novos empreendimentos de geração energética convencional caso a participação das fontes de energia alternativa não atinja o percentual estabelecido.

Status:

Apensado ao PL-630/2003.

6) PL 630/2003 Roberto Gouveia (PT-SP)

Resumo:

Altera o art. 1º da Lei n.º 8.001, de 13 de março de 1990, constituindo fundo especial para financiar pesquisas e fomentar a produção de energia elétrica e térmica a partir da energia solar e da energia eólica, e dá outras providências.

Pontos Principais:

- Altera o art. 1º da Lei n.º 8.001, de 13 de março de 1990, que "define os percentuais da distribuição da compensação financeira de que trata a Lei n.º 7.990, de 28 de dezembro de 1989, e dá outras providências", constituindo fundo especial para financiar pesquisa e produção de energia elétrica e térmica a partir da energia eólica e da energia solar.
- Constitui fundo especial para financiar pesquisas e fomentar a produção de energia elétrica e térmica a partir da energia solar e da energia eólica.

Pontos Positivos:

- Amplia o incentivo a energias renováveis, a partir de fundo especial para financiamento de pesquisa e produção de energia.

Status:

Os projetos citados anteriormente estão apensados a este. Em virtude disto, a Comissão de Finanças e Tributação deverá se pronunciar quanto ao seu mérito. Proposição sujeita à apreciação conclusiva pelas Comissões.



geração descentralizada

A maior parte da geração elétrica mundial provém de grandes usinas hidrelétricas, nucleares e a carvão ou gás natural. Estas usinas conseguem economias de escala, mas estão geralmente localizadas distante dos centros de consumo por motivos geográficos, técnicos e logísticos. Tal distância faz com que a eletricidade tenha que ser transportada até o consumidor através de longas linhas de transmissão, que implicam perdas consideráveis de energia.

A geração descentralizada minimiza a necessidade de construção de linhas de transmissão e reduz as perdas desse processo, por ser próxima ou no próprio local de consumo da energia. A conexão, em vez de acionar um sistema de transmissão de alta voltagem, é feita a um sistema de rede de distribuição local que abastece casas, escritórios e estabelecimentos comerciais. Além de sistemas locais, a geração descentralizada também pode atender a sistemas totalmente isolados das redes públicas.

A energia descentralizada pode ser gerada por painéis solares e pequenas turbinas eólicas, opções de energia limpa cujos custos vêm decaindo nos mercados europeu e norte-americano e já são mais baratos que os da geração termelétrica a carvão e nuclear, com as vantagens adicionais de redução de emissões de gases estufa, impactos de mineração e custo do combustível.

A geração descentralizada de energia tem um enorme potencial de crescimento e deverá provocar uma grande mudança na estrutura do setor elétrico, evitando impactos da construção de grandes empreendimentos energéticos, diminuindo a necessidade de redes de transmissão e reduzindo a demanda de energia como resultado da eficiência do sistema como um todo.

referências

- 1 "CRJEVOLUÇÃO ENERGÉTICA – PERSPECTIVAS PARA UMA ENERGIA GLOBAL E SUSTENTÁVEL" GREENPEACE E CONSELHO EUROPEU DE ENERGIA RENOVÁVEL (EREC), 2007.
- 2 FELISBERTO, C. & SZKLO, A. PROINFA E CDE: QUESTIONAMENTOS SOBRE A LEGISLAÇÃO E REGULAMENTAÇÃO. PPE/COPPE/UFRJ, 2004.
- 3 BERMANN, C. "AS NOVAS ENERGIAS NO BRASIL – DILEMAS DA INCLUSÃO SOCIAL E PROGRAMAS DE GOVERNO, CAPÍTULO 2: PROINFA: DA PROPOSTA À REALIDADE", RIO DE JANEIRO, 2007.
- 4 ELETROBRÁS, 2008.
- 5 AMARANTE, O. A. C. ET AL "ATLAS DO POTENCIAL EÓLICO BRASILEIRO", 2001.
- 6 FELISBERTO, C. & SZKLO, A. PROINFA E CDE: QUESTIONAMENTOS SOBRE A LEGISLAÇÃO E REGULAMENTAÇÃO. PPE/COPPE/UFRJ, 2004.
- 7 FELISBERTO, C. & SZKLO, A. PROINFA E CDE: QUESTIONAMENTOS SOBRE A LEGISLAÇÃO E REGULAMENTAÇÃO. PPE/COPPE/UFRJ, 2004.
- 8 BERMANN, C. "AS NOVAS ENERGIAS NO BRASIL – DILEMAS DA INCLUSÃO SOCIAL E PROGRAMAS DE GOVERNO, CAPÍTULO 2: PROINFA: DA PROPOSTA À REALIDADE", RIO DE JANEIRO, 2007.
- 9 "FONTES ENERGÉTICAS ALTERNATIVAS AINDA PATINAM NO PAÍS", PORTAL EXAME, FEVEREIRO DE 2008.
- 10 BERMANN, C. "AS NOVAS ENERGIAS NO BRASIL – DILEMAS DA INCLUSÃO SOCIAL E PROGRAMAS DE GOVERNO, CAPÍTULO 2: PROINFA: DA PROPOSTA À REALIDADE", RIO DE JANEIRO, 2007.
- 11 PEREIRA, O. REIS, T. ARAÚJO, R. 2006. UMA ANÁLISE DO POTENCIAL DO PROINFA PARA GERAR EMISSÕES CERTIFICADAS DE REDUÇÃO DE CO2 SOB DOIS DIFERENTES CENÁRIOS. GRUPO DE PESQUISA EM MEIO AMBIENTE, UNIVERSALIZAÇÃO, DESENVOLVIMENTO SUSTENTÁVEL E ENERGIA RENOVÁVEIS – G-MUDE, UNIVERSIDADE SALVADOR – UNIFACS.
- 12 "CRJEVOLUÇÃO ENERGÉTICA – PERSPECTIVAS PARA UMA ENERGIA GLOBAL E SUSTENTÁVEL" GREENPEACE E EREC, 2007.
- 13 KLEIN, A. ET AL "EVALUATION OF DIFFERENT FEED-IN TARIFF DESIGN OPTIONS - BEST PRACTICE PAPER FOR THE INTERNATIONAL FEED-IN COOPERATION". FRAUNHOFER INSTITUT SYSTEMS AND INNOVATION RESEARCH, 2006.
- 14 DUTRA, R. M. PROPOSTAS DE POLÍTICAS ESPECÍFICAS PARA ENERGIA EÓLICA NO BRASIL APÓS A PRIMEIRA FASE DO PROINFA, COPPE, UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO, 2007.
- 15 DUTRA, R. M. PROPOSTAS DE POLÍTICAS ESPECÍFICAS PARA ENERGIA EÓLICA NO BRASIL APÓS A PRIMEIRA FASE DO PROINFA, COPPE, UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO, 2007.
- 16 TESKE, "TARGET FOR CLEAN ENERGY- THE GREENPEACE POSITION FOR A NEW RENEWABLE ENERGY ELECTRICITY DIRECTIVE" , 2005.
- 17 TESKE, "TARGET FOR CLEAN ENERGY- THE GREENPEACE POSITION FOR A NEW RENEWABLE ENERGY ELECTRICITY DIRECTIVE" , 2005.
- 18 FARRELL, J. "MINNESOTA FEED-IN TARIFF COULD LOWER COST, BOOST RENEWABLES AND EXPAND LOCAL OWNERSHIP", NEW RULES PROJECT - POLICY BRIEF, 2008.
- 19 DUTRA, R. M. PROPOSTAS DE POLÍTICAS ESPECÍFICAS PARA ENERGIA EÓLICA NO BRASIL APÓS A PRIMEIRA FASE DO PROINFA, COPPE, UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO, 2007.
- 20 FARRELL, J. "MINNESOTA FEED-IN TARIFF COULD LOWER COST, BOOST RENEWABLES AND EXPAND LOCAL OWNERSHIP", NEW RULES PROJECT - POLICY BRIEF, 2008.
- 21 "AS POLÍTICAS DE PROMOÇÃO DE FONTES RENOVÁVEIS DE ENERGIA: UMA ANÁLISE DAS EXPERIÊNCIAS ALEMÃ E ESPANHOLA", 2007.
- 22 INTERNATIONAL FEED IN COOPERATION [HTTP://WWW.FEED-IN-COOPERATION.ORG](http://www.feed-in-cooperation.org)
- 23 MALLON, K. ET AL "RENEWABLE ENERGY POLICY AND POLITICS – A HANDBOOK FOR DECISION MAKING". EARTHSCAN, 2006.
- 24 GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL, 2008. [HTTP://WWW.GWEC.NET](http://www.gwec.net)
- 25 "CRJEVOLUÇÃO ENERGÉTICA – PERSPECTIVAS PARA UMA ENERGIA GLOBAL E SUSTENTÁVEL" GREENPEACE E EREC, 2007.
- 26 DUTRA, R. M. PROPOSTAS DE POLÍTICAS ESPECÍFICAS PARA ENERGIA EÓLICA NO BRASIL APÓS A PRIMEIRA FASE DO PROINFA, COPPE, UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO, 2007.

A caminhada sustentável



GREENPEACE

O Greenpeace é uma organização global e independente que promove campanhas para defender o meio ambiente e a paz, inspirando as pessoas a mudarem atitudes e comportamentos.

Nós investigamos, expomos e confrontamos os responsáveis por danos ambientais.

Também defendemos soluções ambientalmente seguras e socialmente justas, que ofereçam esperança para esta e para as futuras gerações e inspiramos pessoas a se tornarem responsáveis pelo planeta.

A produção deste relatório só foi possível graças à colaboração de milhares de pessoas. O Greenpeace só aceita doações de pessoas físicas e não arrecada dinheiro com partidos políticos, empresas ou governos. Por isso a sua participação é tão importante. No Brasil, contamos com a doação de cerca de 35 mil pessoas. Junte-se a nós!

Para saber mais acesse o site.

greenpeace brasil
Rua Alvarenga, 2.331
Butantã, São Paulo, SP
05509-006
t. +55 11 3035.1155
www.greenpeace.org.br