



UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS

INSTITUTO DE ECONOMIA

**POLÍTICAS DE INCENTIVO ÀS FONTES ALTERNATIVAS DE ENERGIA
ELÉTRICA NO BRASIL**

LUCCA VICHIR LOPES

CAMPINAS

DEZEMBRO DE 2011

LUCCA VICHR LOPES

**POLÍTICAS DE INCENTIVO ÀS FONTES ALTERNATIVAS DE ENERGIA
ELÉTRICA NO BRASIL**

**Monografia submetida ao corpo docente do
Instituto de Economia da Universidade
Estadual de Campinas como parte dos
requisitos necessários para obtenção do
título de Bacharel em Ciências Econômicas**

Orientador: Prof. Dr. Bastiaan Philip Reydon

CAMPINAS

DEZEMBRO DE 2011

LUCCA VICHIR LOPES

**POLÍTICAS DE INCENTIVO ÀS FONTES ALTERNATIVAS DE ENERGIA
ELÉTRICA NO BRASIL**

Monografia submetida ao corpo docente do Instituto de Economia da Universidade Estadual de Campinas como parte dos requisitos necessários para obtenção do título de Bacharel em Ciências Econômicas

Banca examinadora:

Prof. Dr. Bastiaan Philip Reydon (IE/UNICAMP)

Prof. Dr. José Bonifácio de Souza Amaral Filho (IE/UNICAMP)

CAMPINAS

DEZEMBRO DE 2011

Agradecimentos

Gostaria de agradecer primeiramente aos meus pais Raul Lopes e Daniele Vlasta pela dedicação e preocupação com a minha educação. Sua insistência pelas Ciências Econômicas foi fundamental para que eu escolhesse e me apaixonasse por este curso. Espero um dia poder recompensar seus sacrifícios e abdições. Sem seu apoio eu certamente não conseguiria chegar onde cheguei.

Agradeço ainda a toda a minha família por me ajudar a construir cada parte do que sou hoje. Sou especialmente agradecido à Carol Campos que, mesmo não percebendo, é (e sempre será) fonte inesgotável de inspirações e modelos para a formação do meu caráter.

Sou grato a todos os amigos que fiz ao longo destes cinco anos no Instituto de Economia. Foram fundamentais como economistas em formação, mas principalmente como amigos nos necessários momentos de descontração.

Faço um agradecimento especial aos meus colegas do DPCT, que me apresentaram a este tema e mostraram um novo campo de estudos, pelo o qual pretendo caminhar por um bom tempo. Em ordem alfabética, agradeço à Andrea de Deus, Glicia Vieira, Luciana Lenhari, Mariana Savedra e Ruy Quadros.

Agradeço ao professor Bastiaan, que aceitou o desafio de me orientar nesta empreitada e que me proporcionou uma valiosa visão da questão ambiental sobre o setor elétrico.

Por fim, agradeço à todos aqueles que participaram da minha vida ao longo destes cinco anos, por mais breve que tenha sido esta passagem. Toda experiência é importante em sua particularidade, por mais negativa que ela possa parecer.

LOPES, LUCCA V. **Políticas de incentivo às fontes alternativas de energia elétrica no Brasil**. 2011. 77 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) – Instituto de Economia/Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2011.

Resumo

O debate acerca da construção de grandes usinas hidrelétricas têm se intensificado com o notório caso de Belo Monte. Apesar dos impactos sócio-ambientais causados por estas usinas, o atual modelo de expansão do setor baseado na hidreletricidade – respondendo por três quartos da capacidade instalada – pode incorrer em sérios agravantes à economia (a exemplo do apagão, ocorrido em 2001). Neste sentido, as fontes alternativas de energia elétrica surgem como uma opção benéfica ao caso brasileiro, uma vez que (i) promovem a ‘limpeza’ da matriz elétrica, (ii) diversificam o leque das fontes energéticas e (iii) expandem a base tecnológica nacional.

Contudo, o caráter incipiente destas tecnologias pode constituir sérios entraves ao investimento privado. Neste caso, como uma questão de segurança energética, a intervenção governamental deve ocorrer no sentido de alavancar as bases de uma indústria independente. No Brasil, as fontes alternativas provaram um significativo avanço em sua capacidade instalada na década de 2000. Como principal instrumento desta política energética podemos destacar a criação do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas (Proinfa). Assim, esta monografia tem como principal objetivo investigar os instrumentos utilizados, em âmbito federal, para fomentar a expansão destas fontes no país. Especial ênfase será dada para o caso do Proinfa e seus desdobramentos posteriores.

Palavras-chave: Proinfa, fontes alternativas, planejamento energético, segurança energética, economia da energia.

Abstract

The debate about the construction of large hydroelectric power plants has been intensified with the notorious case of Belo Monte. Despite the social-environmental impacts caused by this energy source, the current expansion model based on hydroelectricity – supplying three quarters of the full national capacity – may incur in serious issues to the entire economy (such as the blackout occurred in 2001). Therefore, the alternative sources emerge as a beneficial option to Brazil, once they (i) promote the ‘cleaning’ of the electric matrix, (ii) diversify the energy portfolio and (iii) expands the national technological basis.

Nevertheless, the incipient character of these technologies might severely hinder private investment. In this case, as a matter of energy security, governmental intervention must happen in order to leverage the foundation of an independent industry. In Brazil, the alternative sources had a significant expansion in its generation capacity in the 2000’s. We can highlight the ‘Alternative Energy Sources Incentive Program’ (Proinfa) as the principal instrument of this energy policy. Thus, this study has as objective the investigation of these instruments - under federal scope - to encourage the expansion of these sources. Special emphasis will be given to the case of Proinfa and its subsequent deployments.

Keywords: Proinfa, alternative energy sources, energy planning, energy security, energy economics.

Sumário

Introdução	1
Capítulo 1 - A Matriz Elétrica Brasileira.....	5
1.1. Eficiência energética.....	5
1.2. Fontes limpas, renováveis e alternativas.....	6
1.3. Fontes de energia elétrica na matriz brasileira	7
Gráfico 1 – Potencial planejado e instalado (MW)	11
1.3.1. Eólica	11
1.3.2. Termelétrica	14
1.3.2.1. Biomassa	15
1.3.3. Termonuclear	17
1.3.4. Hidrelétrica.....	18
1.3.4.1. Pequenas Centrais Hidrelétricas	19
1.3.4.2. Impactos sócio-ambientais de grandes hidrelétricas	19
1.4. O potencial hídrico e a expansão do setor.....	22
Capítulo 2 – Instrumentos da Política Energética	25
2.1. Novo paradigma do setor elétrico.....	25
2.2. Especificidades do caso brasileiro	27
2.3. Instrumentos de política energética	29
2.3.1. Planejamento	30
2.3.1.1. Plano Nacional de Energia (PNE)	31
2.3.1.2. Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE)	32
2.3.1.3. Balanço Energético Nacional (BEN).....	32
2.3.1.4. Levantamento do potencial energético	33
2.3.1.5. Plano Nacional Sobre Mudança do Clima (PNMC).....	33
2.3.2. Políticas Públicas.....	33
2.3.2.1. Proinfa.....	34
2.3.2.2. Proeólica	35
2.3.2.3. Conta de Consumo Combustível (CCC).....	35
2.3.2.4. Luz para Todos	36
2.3.2.5. Leilões específicos.....	37
2.3.2.6. Outros programas	39
2.3.3. Regulamentação	39

2.4.	Considerações sobre os instrumentos da política energética no Brasil	40
Capítulo 3 – Proinfa	42	
3.1.	Arcabouço institucional	42
3.1.1.	Marco regulatório	42
3.1.2.	Apoio institucional	43
3.1.3.	Financiamento	45
3.2.	Primeira fase do programa	46
3.3.	Segunda fase do programa	50
3.4.	Considerações sobre o Proinfa	53
Capítulo 4 – Conclusões	56	
4.1.	O papel das fontes alternativas	57
4.2.	Pesquisa e Desenvolvimento	59
4.3.	Considerações finais	62
Referências Bibliográficas	66	

Introdução

A expansão da oferta de energia – em seus mais variados usos – guarda uma estreita relação com o desenvolvimento econômico das nações. Em verdade, são os serviços gerados pela energia que possibilitaram o aumento da produtividade da indústria ao longo dos últimos dois séculos. A forma como estes recursos é alocada numa nação constitui um fator chave para a determinação do seu nível de desenvolvimento econômico. De modo mais amplo, é possível afirmar que a expansão da oferta de energia traz ganhos imensuráveis para o bem-estar de qualquer população (Goldemberg e Moreira, 2005).

Como é apresentado em (IEA, 2010), é possível perceber claramente uma correlação positiva entre a evolução do Índice de Desenvolvimento Humano (IDH) e o acesso universal à eletricidade. Assim, o tema a ser tratado pela economia da energia é de extrema relevância para os planejamentos industrial, social, econômico, ambiental e tecnológico de um país. Como afirmam Pinto Jr. et al. (2007, p. 1),

“Desde a Revolução Industrial, a economia ancora suas bases na disponibilidade de recursos energéticos, e esse aspecto condiciona o desenvolvimento econômico e social de todas as nações. A energia tem múltiplas dimensões econômicas interdependentes, e as decisões estratégicas das empresas e as políticas governamentais dependem fundamentalmente da articulação dessas dimensões.”

Contudo, o simples aumento da oferta de energia não é suficiente para gerar o desenvolvimento econômico. A compreensão deste conceito passa antes pela melhora da qualidade de vida dos indivíduos que compõem uma nação. Neste sentido, mostra-se importante frisar que, apesar de geração e consumo de energia serem extremamente benéficos para o acúmulo de riquezas, seus impactos sobre o meio ambiente podem gerar externalidades negativas de mesmas proporções.

Como ressaltam Pinto Jr. et al. (2007), o setor energético tem como especificidade técnico-econômica a necessidade de um planejamento estratégico de longo prazo. Logo, os problemas relacionados à oferta futura de energia devem começar a ser solucionados no presente.

O apelo por políticas de caráter sustentável tem crescido em todas as camadas da sociedade brasileira. Tomemos como exemplo os resultados para a última eleição presidencial, quando a candidata pelo Partido Verde (PV) Marina Silva, com um discurso apoiado no desenvolvimento sustentável, alcançou 19,3% dos votos válidos no primeiro turno. Assim,

este trabalho tem como motivação principal os anseios da sociedade brasileira em relação não somente à garantia do fornecimento de energia, mas também com seus impactos sobre o meio ambiente, e que conseqüentemente se refletem na sociedade.

Estudos científicos como IPCC (2007) atestam para os impactos diretos e indiretos da atividade humana sobre o meio ambiente. Segundo este relatório, entre os anos de 1970 a 2004, o setor energético foi responsável por 25,9% das emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE) provenientes de atividade antrópica. A ação do homem sobre o meio ambiente não se manifesta apenas na emissão destes gases, e a preocupação maior dos especialistas é de que estas alterações sejam irreversíveis.

No que tange ao setor elétrico, são basicamente duas as medidas que promovem a redução da emissão de GEE, (i) a adoção das fontes alternativas de energia, em detrimento das fontes poluidoras tradicionais e (ii) melhor eficiência energética.

O setor elétrico brasileiro foi desenhado dentro de um modelo baseado em grandes usinas hidrelétricas. O desenvolvimento deste modelo tomou tal rumo em função da abundância de recursos hídricos no país. Apesar da discussão sobre o caráter efetivamente limpo desta fonte energética, o fato de que 84% da matriz elétrica nacional corresponde a esta única fonte de energia é preocupante do ponto de vista da segurança energética. Exemplo maior desta infeliz dependência foi o apagão do setor elétrico ocorrido em 2001.

Assim, coloca-se em pauta a discussão sobre a necessidade e a viabilidade de diversificar a matriz elétrica nacional através das intituladas fontes alternativas de energia. Favorecido pelas condições naturais, o Brasil possui enormes potenciais de geração de energia limpa. Recursos hídricos, regime de ventos, incidência solar e fertilidade dos solos são condições favoráveis para aproveitamentos em gerações hídricas, eólicas, solares e térmicas movidas a biomassa.

Em 2002, o Governo Federal instituiu o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa) com o intuito de promover a instalação de 3.300 MW distribuídos igualmente entre as gerações eólica, biomassa e Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs). Esta foi sem dúvida a maior iniciativa pública de incentivo a tais fontes em âmbito nacional e, mesmo tendo seu término prorrogado por três ocasiões, restam dúvidas sobre a viabilidade de ter seu encerramento concluído em dezembro de 2011 (novo prazo estabelecido em dezembro de 2010).

Deste modo, a questão central colocada no início deste estudo foi a seguinte: “Por que as energias alternativas expandiram-se tão pouco no último decênio?”. Como resposta inicial a

este questionamento, esta monografia trabalhou com a hipótese de que uma mudança significativa no marco regulatório do setor – que contemple (i) um maior comprometimento do governo com a expansão e manutenção dos mecanismos de incentivo às fontes alternativas de energia; (ii) revisão dos 'preços *premium*' como forma de viabilizar economicamente estes investimentos; e (iii) a criação de mecanismos de incentivo à Pesquisa e Desenvolvimento – seria capaz de alavancar as fontes alternativas no Brasil, rumo a uma matriz elétrica efetivamente limpa.

Contudo, diferentemente do que fora proposto no início deste estudo, um aprofundamento da literatura e uma análise detalhada dos dados referentes ao setor nos levaram a concluir que as fontes alternativas tiveram um crescimento significativo na última década. Assim, um questionamento mais adequado para esta monografia seria: “Quais os fatores que determinaram a expansão das fontes alternativas na década de 2000?”.

Ambos os questionamentos tratam das variáveis que condicionaram a expansão destas fontes, de modo que a alteração do problema colocado não interferiu no resultado final deste trabalho. Pelo contrário, a constatação do avanço das fontes alternativas na matriz elétrica brasileira mostrou uma inserção positiva do Brasil na matriz energética mundial.

As motivações para esta mudança serão detalhadas ao longo do texto. No entanto, é possível adiantar que o fato de estas fontes partirem de bases técnica e regulatória praticamente inexistentes influenciou diretamente na colocação do problema central deste estudo. Paralelamente, uma análise detalhada da composição da matriz elétrica mundial nos permite concluir que o Brasil ocupa atualmente uma posição importante na geração elétrica a partir das fontes alternativas. As hipóteses iniciais se mantiveram as mesmas e, como será esclarecido adiante, foram confirmadas pela literatura.

Deste modo, o objetivo desta monografia é investigar as políticas públicas de incentivo à expansão das fontes alternativas (com ênfase em biomassa, pequenas centrais hidrelétricas e eólica) no país durante a década de 2000. Busca-se ainda determinar quais as melhores iniciativas a serem seguidas e quais os erros a serem evitados. Serão tratadas ainda as possibilidades de expansão da matriz elétrica brasileira pensando sob a ótica do desenvolvimento sustentável. O período abordado é justificado pela ocorrência do racionamento de energia imposto em 2001 e a subsequente reforma do setor elétrico.

Como afirma Varella (2010), a energia solar ainda encontra diversas barreiras tecnológicas para sua adoção em larga escala. Painéis térmicos e fotovoltaicos têm sido utilizados com

sucesso nos casos de geração distribuída, no entanto, sua inserção no Sistema Interligado Nacional (SIN) ainda é muito limitada. Assim, por constituir uma tecnologia ainda pouco madura, trabalharemos apenas com suas perspectivas de desenvolvimento tecnológico para o longo prazo.

Para a elaboração deste estudo foram consultados bancos de dados oficiais sobre a matriz energética brasileira, o arcabouço regulatório do setor elétrico, estudos setoriais e a opinião pública (através de noticiário especializado). Contribuíram ainda para este estudo, valiosas conversas com estudiosos do setor elétrico brasileiro. Como referencial teórico, buscou-se consonância com a teoria evolucionista da dinâmica da inovação tecnológica no setor.

Este estudo é iniciado com um panorama sobre o atual estado da matriz elétrica no Brasil. São descritas as fontes de geração de energia elétrica mais relevantes para o país. Segue-se com a apresentação do debate acerca do caráter efetivamente limpo das grandes usinas hidrelétricas. O segundo capítulo trata dos instrumentos utilizados para fomentar a expansão das fontes alternativas no país na década de 2000. São abordados aspectos referentes ao planejamento, fomento e regulação destas novas fontes.

O terceiro capítulo trata de forma isolada das contribuições do Proinfa para a expansão das fontes alternativas no Brasil. Serão tratados os aspectos legais e políticos do programa com uma visão crítica sobre suas virtudes e suas falhas. Por fim, concluiremos sobre os pontos mais relevantes tratados anteriormente, de modo a discutir as lições aprendidas no contexto sócio-político em que estas decisões são tomadas.

Capítulo 1 - A Matriz Elétrica Brasileira

Uma descrição adequada destas fontes que compõem a matriz elétrica se mostra necessária para ilustrar a posição do setor elétrico brasileiro frente à matriz energética mundial. Assim, o presente capítulo tem como objetivo principal apresentar a situação da matriz elétrica brasileira.

No que tange ao setor elétrico, são basicamente duas as medidas capazes de promover a redução da emissão de GEE, (i) a adoção das fontes alternativas de energia, em detrimento das fontes poluidoras tradicionais e (ii) melhor eficiência energética. A seguir, descreveremos o estado da arte das fontes alternativas no Brasil, bem como um breve panorama sobre a questão da eficiência energética no país.

1.1. Eficiência energética

O modelo baseado em grandes hidrelétricas é ineficiente na medida em que as longas distâncias entre o grande potencial hídrico brasileiro (Norte) e a maior concentração populacional do país (macrorregião Centro-Sul) incorrem em grandes perdas de energia em linhas de transmissão. Concomitantemente, a obsolescência do parque gerador nacional desperdiça um importante potencial de geração.

Em 2006, foi publicado o estudo ‘Agenda Elétrica Sustentável 2020’ realizado pela Unicamp e encomendado pela WWF com a proposta de sinalizar um cenário sustentável para a expansão do setor elétrico brasileiro na década de 2010. O cenário proposto no estudo projeta que um parque gerador com 125 GW em capacidade instalada seja suficiente para suprir a demanda total de eletricidade até o ano de 2020 – o que implicaria no crescimento da capacidade de 2% ao ano. Por sua vez, o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2020, realizado por EPE (2011b), projeta que para atender esta demanda, o país deverá contar com 171 GW – equivalente ao incremento de capacidade instalada em 4,6% ao ano.

As projeções realizadas em ambos os documentos apontam que em 2020 as fontes alternativas deverão responder por cerca de 26 GW da capacidade instalada total, com trajetórias de expansão muito semelhantes. Contudo, o estudo apresentado pela WWF advoga a favor de esforços em eficiência energética em detrimento da construção de grandes hidrelétricas e termelétricas movidas a combustíveis fósseis.

Pelo lado da oferta de eletricidade, o documento defende (i) repotenciação das hidrelétricas em operação (adicionando até 15 GW); (ii) melhorias na operação do SIN; (iii) redução de

perdas nos sistemas de transmissão e distribuição; (iv) maior adoção de sistemas de co-geração e geração distribuída; e (v) melhoria na eficiência de termelétricas.

No sentido de reduzir o consumo final de eletricidade, são propostas medidas para (i) adoção de motores mais eficientes; (ii) adoção de lâmpadas fluorescentes e de LED; (iii) disseminação de painéis térmicos solares para aquecimento da água; e (iv) maior eficiência energética para equipamento elétricos em geral (como televisores, refrigeradores e ar condicionado).

1.2. Fontes limpas, renováveis e alternativas

Para o correto entendimento do tema aqui tratado, é necessário fazer a ressalva de que nenhuma fonte de energia atua de forma isenta de impactos sócio-ambientais. Entretanto, é possível que se faça distinção entre os diferentes graus de impacto causados pela introdução de usinas geradoras em seus respectivos ambientes de atuação. Os termos utilizados para fazer referência a estas fontes muitas vezes são complementares e mesmo convergentes.

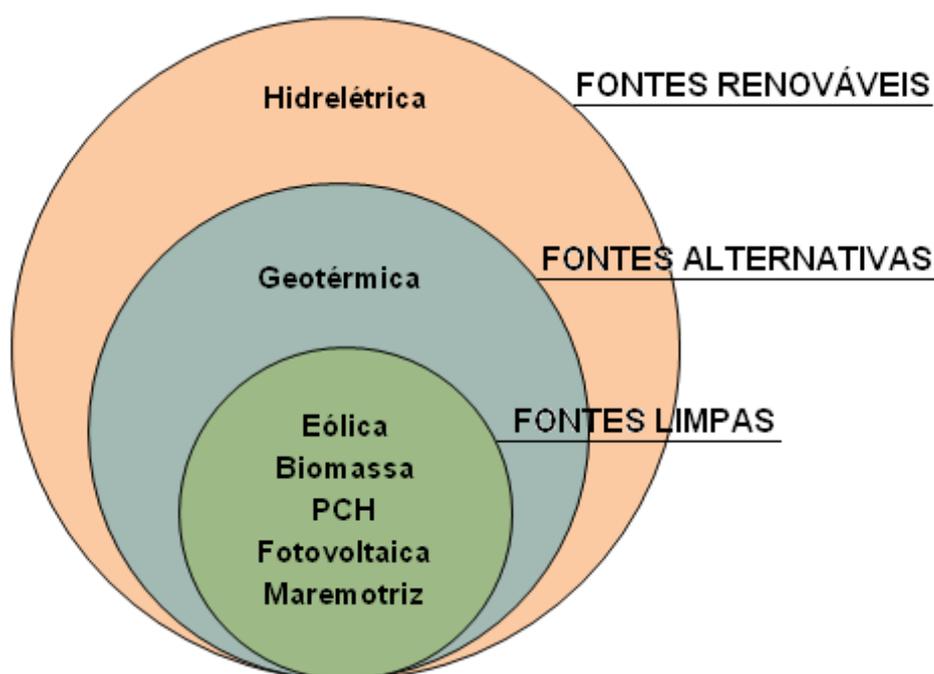
Neste sentido, as ditas fontes limpas de energia são capazes de neutralizar estes impactos, seja controlando e monitorando fauna e flora locais ou anulando suas emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE). Podemos classificar como fontes limpas de energia: eólica, biomassa, Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs), fotovoltaica, maremotriz, dentre outras. Via de regra, as fontes limpas também são classificadas como alternativas.

Energias alternativas são aquelas que substituem as fontes convencionais ao passo em que minimizam impactos ambientais. A utilização destas fontes contribui (i) para segurança energética, uma vez que promove a diversificação da matriz elétrica e (ii) para a redução de GEE, já que substitui fontes mais poluidoras. A energia geotérmica, apesar de renovável, apresenta a emissão de GEE, entretanto, essas emissões são consideravelmente menores que aquelas geradas por termelétricas, e por isto é considerada uma fonte alternativa. A energia nuclear, por muito tempo foi considerada uma alternativa às termelétricas movidas a combustíveis fósseis. Entretanto, acidentes como os ocorridos em Chernobyl e mais recentemente em Fukushima descaracterizaram-na como uma fonte alternativa.

As fontes renováveis têm por característica principal serem provenientes de recursos naturais renováveis e repostas num curto horizonte de tempo, tais como ventos, luz solar e gravidade. Estas fontes têm ganhado cada vez mais atenção dos governos por não acompanharem as oscilações dos preços de combustíveis fósseis. Um exemplo desta classe são as usinas

hidrelétricas, cuja energia potencial é transformada em energia elétrica de forma ininterrupta e inesgotável. Os impactos sócio-ambientais causados por estas usinas são motivos de controvérsia por parte de especialistas, já que causam impactos tanto locais – com o alagamento de grandes florestas – quanto globais – emissão de GEE como gás metano e gás carbônico¹. Abaixo, a **Figura 1** apresenta as fontes de energia e suas respectivas classificações.

Figura 1 – Fontes renováveis, alternativas e limpas



Fonte: Elaboração própria

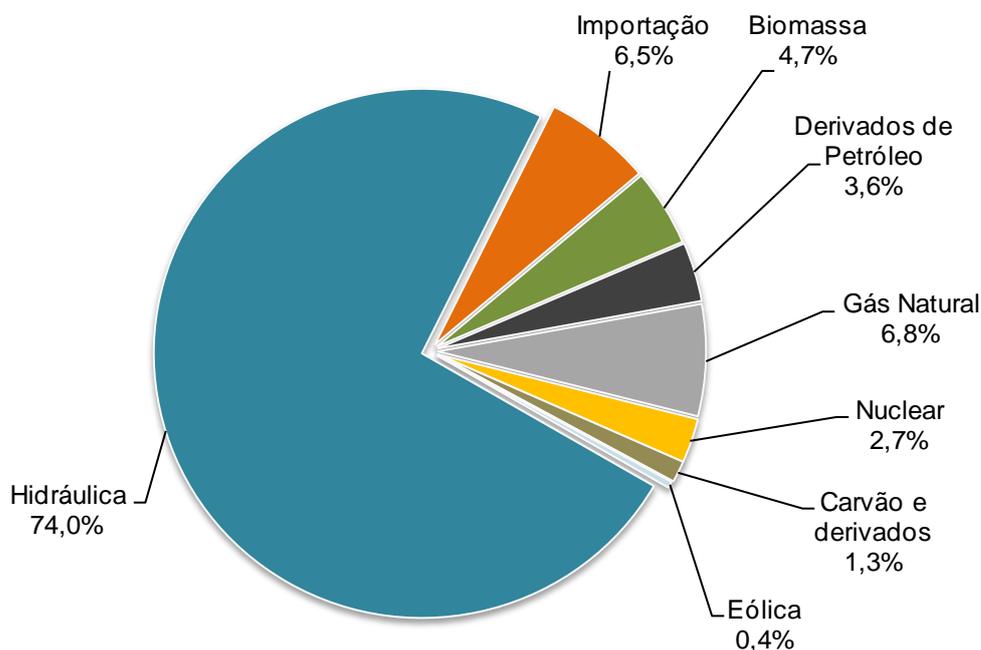
1.3. Fontes de energia elétrica na matriz brasileira

O Brasil é conhecido internacionalmente por possuir uma matriz elétrica essencialmente renovável. Este fato se deve principalmente a participação da hidreletricidade na constituição da matriz. De acordo com o Balanço Energético Nacional 2010², 77% da energia elétrica gerada no país provem de usinas hidrelétricas. Se consideradas as importações – que também são essencialmente oriundas de fontes renováveis –, temos que 85,6% da matriz geradora de energia elétrica brasileira é renovável (**Gráfico 1**).

¹ As sessões seguintes apresentarão o debate acerca do caráter efetivamente limpo das Usinas Hidrelétricas (UHE).

² O BEN é publicado anualmente pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Maiores detalhes sobre este estudo serão apresentados no capítulo seguinte.

Gráfico 1 – Matriz elétrica brasileira em 2010 (consumo em MWh)



Fonte: EPE (2011a)

De acordo com IEA (2010), a matriz brasileira só perde para a Noruega no que tange ao seu caráter renovável. Seguem-se ainda o Canadá e a Suécia com grande participação destas fontes em suas respectivas matrizes. Como será apresentado nas seções seguintes, a hidreletricidade não constitui necessariamente uma fonte limpa e, portanto, trabalharemos neste estudo com a noção de fontes alternativas de energia, mais adequada aos propósitos aqui colocados.

Assim, para ilustrar a posição do Brasil frente às demais economias mundiais, tomamos as quinze maiores nações produtoras de energia elétrica em 2010, segundo IEA (2011). Não por acaso, estes mesmos países compuseram a lista dos quinze maiores Produtos Internos Brutos (PIB) nominais no mesmo ano, de acordo com o Fundo Monetário Internacional (FMI)³. À exceção de Brasil, Índia, China e Rússia (BRICs), esta seleta lista é composta apenas por países membros da Organização para Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE). Os dados estão sintetizados na **Tabela 1**, ordenados pela participação das energias alternativas em suas respectivas matrizes.

Como podemos observar, o Brasil ocupa a quinta posição dentre as quinze maiores economias mundiais no que diz respeito à participação das fontes alternativas em sua matriz elétrica.

³ Este fato corrobora a afirmação de que produção e consumo de energia guardam uma estreita relação.

Posicionam-se a frente do Brasil, Espanha, Alemanha (ambos se destacam pela geração eólica⁴), Itália (maior país produtor de eletricidade a partir de fontes geotérmicas) e Reino Unido. Dentre os BRICs, o país ocupa a dianteira, tanto na geração de fontes renováveis, quanto para as alternativas.

Podemos destacar ainda que Estados Unidos e China respondem por 39,1% do consumo mundial de eletricidade e que, deste total, 74,4% é gerada a partir de combustíveis fósseis. Estes dados comprovam que qualquer iniciativa global de combate à mudança climática será pouco expressiva sem a participação destes dois países.

Segundo os dados fornecidos pela International Energy Agency (IEA), em 2010, estas fontes representaram 5,3 % de toda a energia consumida no país. Os dados se referem especificamente ao consumo de eletricidade (em TWh) e, de acordo com EPE (2011a), se considerada a capacidade instalada total, podemos observar que estas fontes respondem por 8,3% do parque gerador nacional.

Devido à falta de uma padronização internacional para esta categoria de dados, a metodologia utilizada pela IEA considera as pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) inseridas na categoria de Hidreletricidade. No entanto, os impactos causados por estas usinas são diretamente proporcionais ao seu tamanho, de modo que as PCHs podem ser naturalmente classificadas como fontes alternativas. Assim, dado o potencial instalado brasileiro para estas centrais, é possível afirmar que as fontes alternativas respondem por uma parcela maior daquela apresentada pela IEA.

O **Gráfico 2** ilustra qual o potencial instalado planejado no início da década e qual o potencial efetivo instalado. Podemos observar que as fontes alternativa apresentaram um crescimento superior ao projetado pelo Plano Decenal de Expansão de Energia 2003-2012. A seguir, trataremos individualmente da evolução e das projeções de crescimento de cada uma das fontes energéticas presentes na matriz elétrica brasileira.

⁴ Em dezembro de 2010, a Espanha ultrapassou a Alemanha na geração de eletricidade a partir da força dos ventos, se tornando a maior produtora desta fonte na Europa.

Tabela 1 - Composição das matrizes elétricas de países selecionados (TWh)

	Espanha	Alemanha	Itália	Reino Unido	Brasil	Estados Unidos	México	Japão	França	Austrália	Índia	Canadá	China	Coreia do Sul	Rússia	Mundo
Nuclear	52,8	134,9	0,0	69,1	13,0	830,2	10,5	279,8	409,7	0,0	18,6	90,4	70,1	147,8	163,6	2.696,8
Hidro ¹	29,2	24,7	53,4	9,0	391,0	298,4	26,7	82,1	61,9	12,3	106,9	364,0	615,6	5,6	176,1	3.328,6
Geotérmica	0,0	0,0	5,3	0,0	0,0	17,1	6,7	2,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,5	66,7
Eólica/Solar ²	44,2	51,6	7,8	9,3	1,7	77,4	0,6	5,7	8,6	4,1	18,0	4,7	27,2	1,4	0,0	304,8
Combustíveis fósseis	163,6	345,7	216,6	275,9	37,8	2.892,9	213,7	656,0	55,9	241,8	753,9	137,4	2.980,4	299,0	649,2	13.444,8
Biocombustíveis e resíduos	4,2	35,6	9,4	12,4	23,1	72,3	2,7	21,4	6,1	2,8	2,0	6,7	2,4	0,7	2,6	288,1
Total	293,9	592,5	292,6	375,7	466,5	4.188,2	261,0	1.047,9	542,2	261,0	899,4	603,2	3.695,9	454,5	992,0	20.129,8
Alternativas ³ (%)	16,5%	14,7%	7,7%	5,8%	5,3%	4,0%	3,9%	2,9%	2,7%	2,6%	2,2%	1,9%	0,8%	0,5%	0,3%	3,3%
Renováveis (%)	26,4%	18,9%	26,0%	8,2%	89,1%	11,1%	14,1%	10,7%	14,1%	7,3%	14,1%	62,2%	17,5%	1,7%	18,1%	19,8%
PIB (US\$ milhões)	1.409.946	3.315.643	2.055.114	2.247.455	2.090.314	14.657.800	1.039.121	5.458.872	2.582.527	1.235.539	1.537.966	1.574.051	5.878.257	1.007.084	1.465.079	62.909.274
Posição do PIB	12	4	8	6	7	1	14	3	5	13	10	9	2	15	11	-

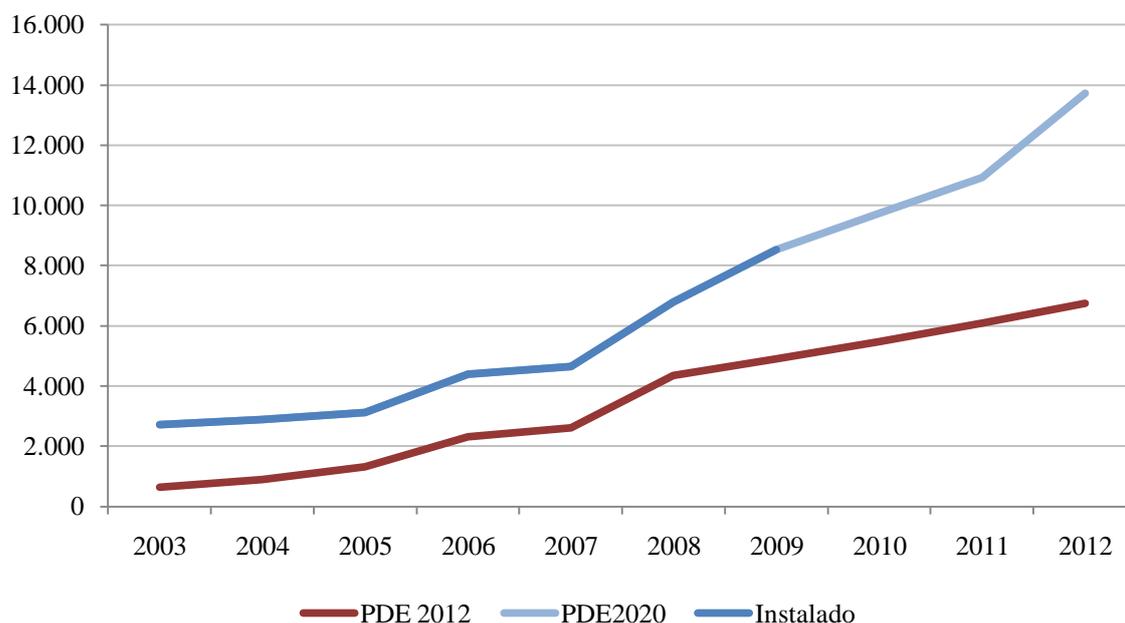
¹ Inclui a geração de eletricidade a partir de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs)

² A metodologia não faz distinção entre as energias Eólica e Solar

³ Excluindo a hidrelétrica

Fontes: IEA (2011) e FMI (2010).

Gráfico 2 – Potencial planejado e instalado (MW)



Fonte: EPE (2003), EPE (2011) e ANEEL.

1.3.1. Eólica

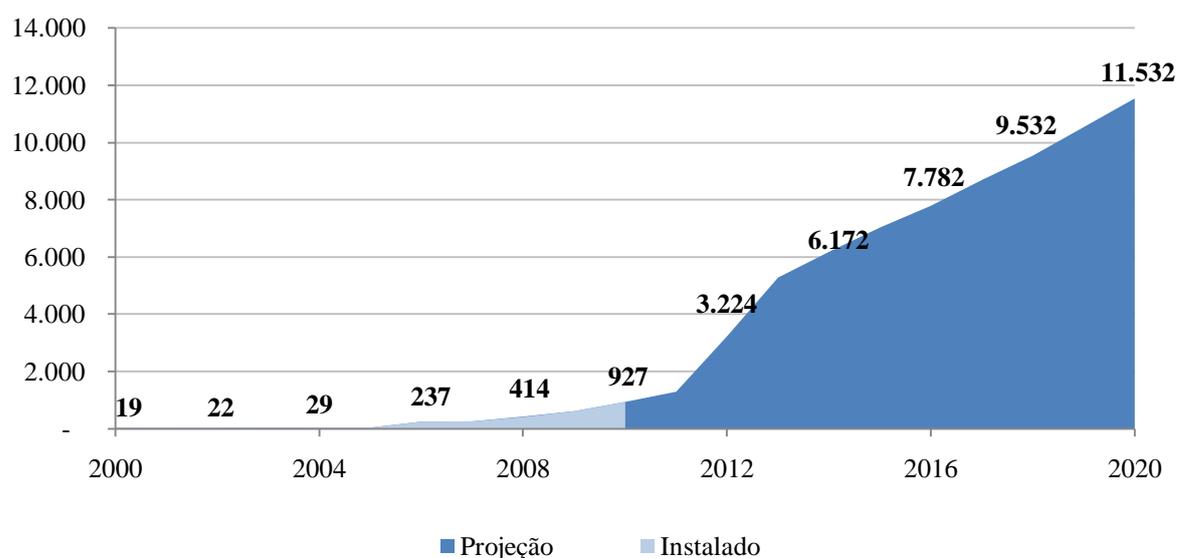
A geração eólica despontou como tecnologia economicamente viável a partir do final da década de 1970 na Dinamarca. No Brasil, esta fonte foi introduzida em 1994 em caráter experimental. Como podemos observar no **Gráfico 3**, a partir de 2006 a energia eólica teve um importante crescimento de sua capacidade instalada, o que atraiu a atenção do capital privado nacional. Atualmente, o parque eólico brasileiro conta com 927 MW de potência instalada.

As projeções da EPE indicam que a partir de 2012 a taxa de expansão destes empreendimentos deverá atingir um novo patamar de cerca de 11% ao ano. Segundo afirma a EPE (2011b), ao final da década esta fonte responderá por um potencial instalado cerca de dez vezes maior que o atual (**Gráfico 3**).

A energia eólica é capaz de gerar energia de forma limpa, renovável, com baixos custos operacionais e com rápida implantação. Os maiores empecilhos para a consolidação desta como uma fonte energética economicamente viável estão relacionados aos custos de desenvolvimento e implantação de seus equipamentos. Estes altos preços são reflexos de uma tecnologia que ainda se encontra em uma fase inicial de desenvolvimento e portanto ainda pouco explorada. De acordo com o Atlas de Energia Elétrica do Brasil (ANEEL, 2008), é

esperado que, com os esforços necessários em pesquisa e desenvolvimento (P&D)⁵, a energia eólica se torne uma fonte competitiva já na próxima década. Em razão deste seu potencial renovável, limpo e econômico, muitos especialistas consideram-na como uma das mais promissoras fontes de energia do futuro.

Gráfico 3 – Evolução da capacidade instalada de parques eólicos (MW)



Fonte: EPE (2011a) e EPE (2011b).

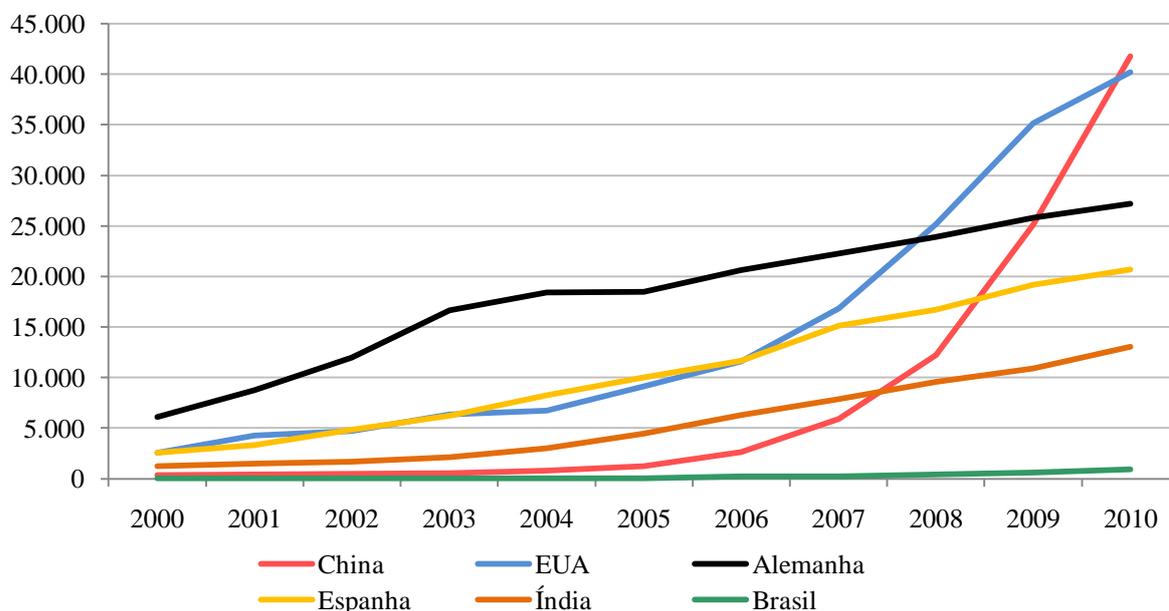
Como é observado no **Gráfico 4**, podemos afirmar que a expansão da geração eólica presenciou uma inflexão positiva na década de 2000 em todo o mundo. O gráfico ilustra os cinco maiores produtores desta fonte energética mais o Brasil. Como um movimento interessante, podemos citar o avanço exponencial do parque chinês, que ultrapassou os EUA em 2010 e aparece na primeira colocação. Este fato ocorre num momento em que o país asiático apresenta incríveis taxas de crescimento para todos os setores de sua economia. Paralelamente, os esforços chineses em P&D são significativos e foram fundamentais para seus resultados alcançados. Segundo dados do Wind Power Database, o governo chinês planeja expandir seu parque eólico para 150 GW até 2020.

Se comparado ao restante do mundo, o parque brasileiro apresentou crescimento pífio. Este desempenho pode ser explicado em parte pelo *lock in* no qual se encontra o setor elétrico brasileiro nos dias atuais. Contudo, se confirmadas as projeções realizadas no âmbito do PDE

⁵ Recentes desenvolvimentos tecnológicos (sistemas avançados de transmissão, melhor aerodinâmica, estratégias de controle e operação das turbinas, etc.) têm reduzido custos e melhorado o desempenho e a confiabilidade dos equipamentos.

2020 (**Gráfico 3**, acima), o Brasil deverá se situar entre os principais players do mercado eólico (posição semelhante a ocupada hoje pela Índia).

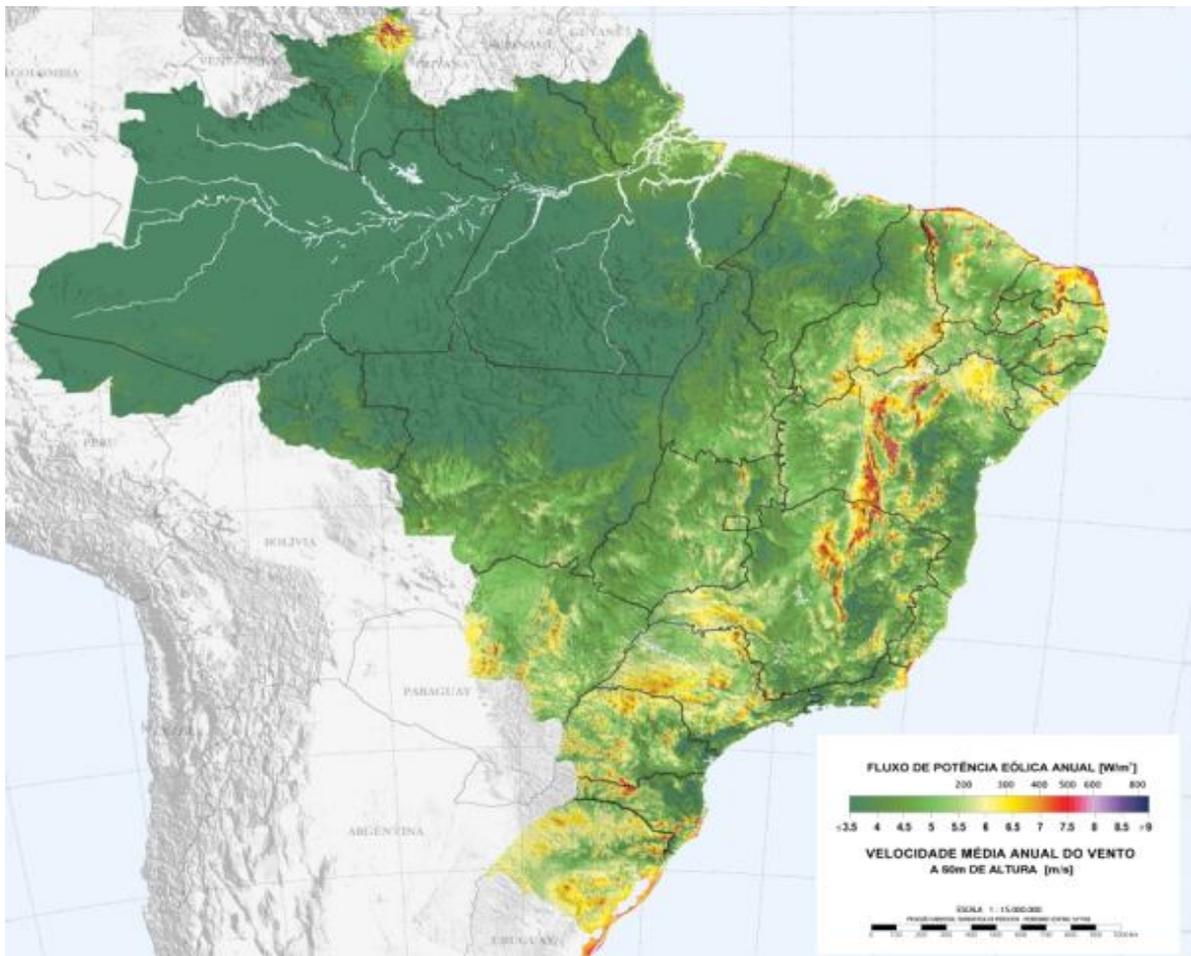
Gráfico 4 – Evolução da produção eólica por região (MW)



Fonte: The Wind Power Database (2011).

De acordo com o Atlas do Potencial Eólico Brasileiro (2001), o potencial para aproveitamento energético para esta fonte é de aproximadamente 143.000 MW (a **Figura 2** mostra a distribuição regional deste potencial). Entretanto, segundo dados fornecidos pelo Ministério do Planejamento, um estudo realizado pela EPE, a ser divulgado ao final de 2011, deve redimensionar este potencial para cerca de 300.000 MW, superando o potencial hídrico. Deve ser mencionado ainda que este potencial é exclusivamente *on shore* (em terra firme), pois não há dados desta natureza para o potencial *off shore* (em alto mar). A Noruega já começa a instalar suas primeiras turbinas eólicas em alto mar com viabilidade comercial. Se comprovado que a geração elétrica em alto mar é economicamente viável para o caso brasileiro, o potencial elétrico para esta fonte deve atingir um novo patamar.

Figura 2 – Potencial eólico brasileiro



Fonte: CEPEL (2001).

1.3.2. Termelétrica

A termoelectricidade é a energia gerada a partir da conversão da energia térmica em eletricidade. O processo de aquecimento necessário a esta conversão poder ser resultado da combustão de gás natural, derivados de petróleo, biomassa ou da fusão nuclear de elementos como o urânio 235⁶.

O parque gerador de usinas termelétricas (UTES) responde por cerca de 20% de todo o potencial instalado no Brasil, com um total de 21.800 MW. A ampla adoção desta fonte de energia é resultado dos baixos custos relacionados aos combustíveis e a tecnologia utilizados para este fim. As usinas termelétricas movidas a combustíveis fósseis são consideradas as

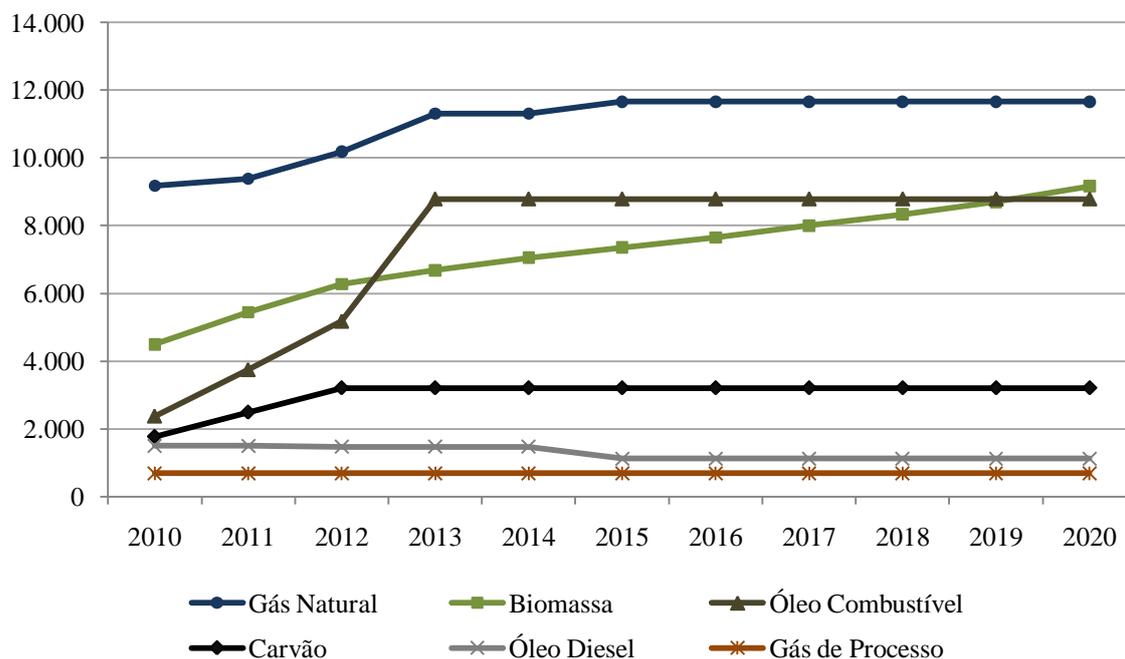
⁶ Por se tratar de uma tecnologia que destoa das demais, a energia termonuclear será tratada separadamente, na seção seguinte.

mais poluentes fontes geradoras de energia elétrica. Na China, o uso excessivo desta fonte já causa sérios reflexos à saúde da população.

Para o caso brasileiro, as projeções da EPE preveem que as térmicas movidas a combustíveis fósseis devem apresentar crescimento até 2015, quando terão suas taxas de expansão congeladas (**Gráfico 5**). Especificamente o óleo diesel deverá ter sua capacidade geradora de energia elétrica retraída. Esta decisão ocorreu em função da obsolescência de seus equipamentos que reflete em altíssimas taxas de emissão de GEE. Como consta em EPE (2011b), devido aos seus baixos fatores de capacitância, o óleo diesel e o óleo combustível deverão ser utilizados apenas como energia reserva, só entrando em operação quando os reservatórios das hidrelétricas atingirem níveis muito baixos.

A biomassa, uma das fontes alternativas contempladas pelo Proinfa, deve apresentar taxa de crescimento positiva, reafirmando uma nova orientação do governo com relação à política de expansão das termelétricas.

Gráfico 5 – Expansão das termelétricas (MW)



Fonte: EPE (2011b).

1.3.2.1. Biomassa

A queima de biomassa aparece como uma opção extremamente vantajosa para o Brasil, uma vez que o país aparece como um grande produtor de commodities agrícolas, em especial de cana-de-açúcar. O aproveitamento deste resíduo agrícola vai ao encontro do modelo de

abastecimento da frota nacional de automóveis, amplamente baseada no etanol. O aperfeiçoamento das técnicas de combustão deve trazer ainda novos ganhos em eficiência energética para esta fonte.

Por se tratar de um resíduo da agricultura, a sua queima não é contabilizada como emissão de GEE⁷. Segundo Lora e Andrade (2009), há hoje no Brasil um grande volume de recursos sendo aplicado no financiamento de projetos de P&D envolvendo tecnologias de geração a partir de biomassa. Entretanto, esta tecnologia não se encontra madura o suficiente para ser aplicada em escala comercial a preços competitivos. Alguns estudos estão sendo realizados visando o melhor aproveitamento da matéria orgânica, através das chamadas florestas energéticas. Há ainda um significativo esforço para o desenvolvimento de tecnologias que melhorem o aproveitamento do capim-elefante (gramínea de alto teor energético) durante seu período de crescimento.

Estes mesmos autores estimam um potencial adicional disponível para aproveitamento da biomassa que varia de 13.833 MW a 27.872 MW (**Tabela 2**). Se tomarmos que atualmente o potencial de geração a partir desta fonte é de 4.496 MW, temos que o montante de energia desperdiçado nestes setores chega à ordem de 23.300 MW.

Tabela 2 – Potencial de geração de eletricidade a partir de biomassa

Fontes	Mínimo (MW)	Máximo (MW)	Capacidade atual (MW)
Setor sucroalcooleiro	3.500	8.000	1.400
Papel e celulose	900	1.740	1.280
Resíduos agrícolas	4.967	9.272	30
Indústria madeireira	430	860	60
Florestas energéticas	4.000	8.000	–
Plantas olaginosas	36	–	–
Total	13.833	27.872	2.770

Fonte: Lora e Andrade (2009).

Para uma comparação a nível mundial da expansão da geração elétrica a partir da biomassa na década de 2000 tomamos como referência os dados padronizados para o consumo desta eletricidade (em TWh), fornecidos pelo Observatório das Energias Renováveis. De acordo com a **Tabela 3**, observamos que o Brasil se posiciona como o terceiro país a mais se utilizar

⁷ Isto ocorre pois o gás carbônico emitido é anulado pela captação da própria planta.

desta fonte. Desde 1999, o país teve seu potencial instalado acrescido em mais de três vezes. Os EUA aparecem na primeira colocação (apesar de seu crescimento quase nulo nesta década), seguido pela Alemanha.

Tabela 3 – Expansão da geração de eletricidade a partir da biomassa no mundo (TWh)

País	1999	...	2006	2007	2008	2009
EUA	52,2		58,8	59,1	59,7	55,6
Alemanha	3,5		17,6	23	24,4	33,8
Brasil	8,2		14,8	17,4	23,5	27,1
Japão	13,1		18,4	19,2	18,5	13,9
Suécia	2,7		8,4	9,8	10,3	11,1
Reino Unido	3,4		9,3	9,3	9,3	10,8
Finlândia	8,4		10,8	9,9	10,4	8,7
Canadá	8,2		8,7	8,4	8,4	7,9
Itália	1,1		5,1	5,3	6	6,3
França	2,3		3,4	3,8	4	4,1
Total	126,2		202,6	218,7	231,3	243,3

Fonte: Observ'ER (2010).

1.3.3. Termonuclear

A potência termonuclear instalada no Brasil é da ordem de 2.007 MW (ou 1,9% do parque gerador brasileiro) e é composto apenas pelas usinas de Angra I e II. A instalação da usina de Angra III deverá acrescentar um potencial de geração de 1.405 MW e está prevista para 2015. No mundo, a energia nuclear é responsável por gerar 6,5% de toda a eletricidade consumida. O Plano Nacional de Energia 2030 prevê a instalação de mais 4.000 MW em usinas termonucleares até 2030, além do potencial previsto para a terceira usina em Angra dos Reis. Não há, entretanto, nenhuma indicação confiável sobre quando, como ou onde estas usinas serão instaladas.

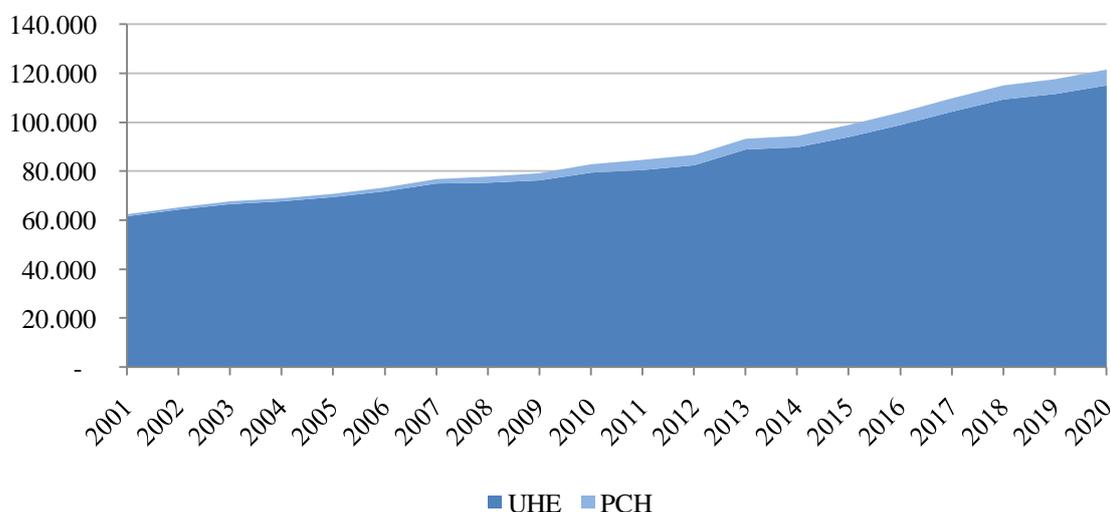
A tecnologia empregada nas usinas termonucleares brasileiras é majoritariamente proveniente de laboratórios alemães, o que dificulta o desenvolvimento nacional desta fonte de energia. O acidente ocorrido em Fukushima no Japão em março de 2011 fez populações, governos e especialistas repensarem a inserção das termonucleares em suas respectivas matrizes energéticas nacionais. Em resposta a este movimento, a Alemanha anunciou recentemente que deverá desligar todas as suas usinas termonucleares até 2022. Diante deste quadro, parece razoável supor que a energia nuclear não deverá se expandir significativamente na matriz brasileira nas próximas décadas.

1.3.4. Hidrelétrica

Como apontado anteriormente, a geração hidrelétrica é preponderante na matriz elétrica nacional. Segundo a EPE, as usinas hidrelétricas são 74,7% da capacidade instalada total, com 79.291 MW de potência e respondem por 77% da energia gerada no país⁸. Este domínio das usinas hidrelétricas ocorre devido à grande riqueza de recursos hídricos, dadas as proporções continentais do Brasil.

Os planos de expansão do setor elétrico continuam a privilegiar a utilização desta energia nas próximas décadas (como apontado no **Gráfico 6**). Entretanto, estudos recentes sobre os impactos causados por grandes UHEs têm colocado em xeque a implantação de novas usinas. Em 2005, os órgãos competentes (EPE, 2005) divulgaram em seu exercício anual de planejamento a previsão de um acréscimo de 7.080 MW na capacidade hídrica instalada até 2009. Cinco anos depois, pôde-se constatar que este acréscimo foi da ordem de 5.642 MW, ou 20,3% aquém do planejado. Dentre os principais motivos para o descumprimento do plano, estão os atrasos nas concessões das licenças ambientais necessárias à viabilização do empreendimento.

Gráfico 6 – Evolução da capacidade hídrica instalada (MW)



Fonte: EPE (2011a) e EPE (2011b).

⁸ Observa-se que há diferenças entre capacidade instalada e geração de energia. Isto ocorre, pois como o setor elétrico é de fundamental importância para a segurança nacional, a constituição federal obriga as entidades reguladoras a trabalharem sempre com uma oferta excedente de energia. Assim, nem toda planta geradora produz eletricidade.

1.3.4.1. Pequenas Centrais Hidrelétricas

De acordo com a resolução nº 394 da ANEEL, as PCHs se enquadram em uma categoria específica de hidrelétricas por causarem relativamente menos impactos sócio-ambientais que hidrelétricas de grande porte. Assim, são caracterizadas como toda usina hidrelétrica de pequena escala, cuja capacidade instalada seja superior a 1 MW e inferior a 30 MW e a área de seu reservatório não deve ultrapassar a marca de 3 km². Tais proporções comprometem a eficiência destas usinas (relação entre eletricidade gerada por área alagada), mas garantem menores impactos sócio-ambientais na região.

Segundo estudos realizados pelo Centro Nacional de Referência em Pequenas Centrais Hidrelétricas (CERPCH) em 2008, o potencial brasileiro de geração elétrica a partir de PCHs é de cerca de 30.000 MW. Deste total, apenas 4.138 MW são aproveitados, o que corresponde a pouco menos de 15% do potencial total. De acordo com o PDE 2020, ao final da década, o país deverá contar com 6.447 MW em PCHs, um valor muito aquém do potencial de geração.

A seguir, trataremos do debate em torno da classificação de grandes usinas hidrelétricas como fontes limpas de energia elétrica. Esta monografia não deverá entrar no mérito da quantificação ou mesmo da valoração dos impactos ambientais causados pelas fontes de energia.

1.3.4.2. Impactos sócio-ambientais de grandes hidrelétricas

Conforme exposto acima, o conjunto das energias renováveis não compõe necessariamente o conceito de energia limpa. Os impactos sócio-ambientais causados por grandes hidrelétricas vão desde o alagamento de biomas e comunidades inteiras (impacto local) à emissão de GEE como gás carbônico e metano (impacto global). Segundo consta em EPE (2010b, p. 155), impactos sócio-ambientais podem ser definidos como

“qualquer alteração nas características físicas, químicas ou biológicas do ambiente, causada por qualquer forma de material ou energia resultante de uma atividade humana, que direta ou indiretamente afete a saúde humana, a segurança e o bem-estar da população, as atividades sociais e econômicas, a biota, as condições sanitárias e estéticas do ambiente, e a qualidade dos recursos naturais.”

De acordo com o estudo, os impactos causados por hidrelétricas de grande porte ocorrem em todas as etapas de desenvolvimento da usina, desde o planejamento até sua construção. Abaixo são listados alguns destes impactos segundo EPE (2007).

- (i) *Impactos no meio físico:* alteração no regime hídrico, assoreamento do reservatório, erosão de encostas, interferência nos usos múltiplos da água (navegação, irrigação, pesca, turismo), interferência no clima, indução de sismos, perda de potencial mineral, deterioração da qualidade da água.
- (ii) *Impactos no meio biótico:* perda de patrimônio vegetal, perda de habitat naturais e da disponibilidade alimentar para a fauna, interferência na reprodução das espécies, interferência na composição qualitativa e quantitativa da fauna terrestre e alada com perda de material genético e comprometimento da fauna ameaçada de extinção.
- (iii) *Impactos no meio sócio-econômico e cultural:* inundação/interferência em cidades e vilas, mudança compulsória da população, interferência nas atividades econômicas, interferência na organização sócio-cultural e política, alteração das demandas educacional e habitacional, interferência em populações indígenas e/ou grupos étnicos, inundações de sítios arqueológicos.

Há ainda um conjunto de impactos ambientais relacionados à emissão de GEE, pouco discutido na sociedade. Estudos como Fearnside (2009) apontam para essas altas taxas de emissão de gases de efeito estufa por grandes hidrelétricas. Basicamente, a decomposição da matéria orgânica presente nas vastas represas destas usinas é capaz de liberar quantidades de gás carbônico e metano iguais ou superiores a usinas termelétricas de mesmo potencial energético.

Segundo o autor, prevê-se ainda que o nível de água na represa de Babaquara (Altamira) varie anualmente cerca de 23 metros. Assim, este movimento expõe repetidamente uma área de 3.580 km², onde cresce rapidamente uma vegetação herbácea, de fácil decomposição. A análise indica que, no prazo de até 41 anos decorridos após o enchimento desta primeira represa, o complexo Belo Monte/Babaquara terá um saldo negativo em termos de emissões de gases de efeito estufa, se comparado ao gás natural.

O autor argumenta ainda que, o diferencial de pressão da água que passa por turbinas e vertedouros de grandes barragens aumenta o potencial de liberação de metano (gás potencialmente mais nocivo ao meio ambiente do que o CO₂).

Outro estudo, realizado por COPPE (2006) – encomendado pelo MCT – intitulado ‘Emissões de Dióxido de Carbono e de Metano pelos Reservatórios Hidrelétricos Brasileiros’, afirma que, de fato a energia hidrelétrica não é uma fonte isenta de emissões de GEE. Este estudo

buscou mensurar as emissões de metano (CH₄) e dióxido de carbono (CO₂) tanto sob a forma de bolhas – que se desprendem do fundo do lago por efeito da decomposição da matéria orgânica –, quanto transportados verticalmente no gradiente do lago por difusão molecular.

As hidrelétricas selecionadas para a amostra são um retrato geral das demais usinas em operação no país. Para isto, foram utilizados critérios relacionados à latitude, tamanhos de reservatórios, vegetações, dentre outros. Foi constatado que dentre as nove UHEs analisadas, cinco apresentam maiores emissões de GEE se comparadas com termelétricas a gás (em ciclo combinado) de potencial equivalente. O resultado desta pesquisa pode ser conferido na **Tabela 4**.

Tabela 4 – Comparação de emissões de hidrelétricas com termelétrica equivalente

Hidrelétrica	Área (km²)	Potência (MW)	Emissão Hidrelétrica (tC/ano)	Emissão de Termelétrica Gás (tC/ano)
Tucuruí	2.430	4.240	2.602.945	2.598.170
Samuel	559	216	535.407	132.360
Xingó	60	3.000	41.668	1.838.328
Serra da Mesa	1.784	1.275	895.373	781.289
Três Marias	1.040	396	540.335	242.659
Miranda	51	390	38.332	238.938
Barra Bonita	312	141	137.341	86.254
Itaipu	1.549	12.600	93.269	7.720.978
Segredo	82	1.260	23.497	772.098
Média	874	2.613	545.352	1.601.230

Fonte: COPPE (2006)

De fato, se tomada a média das usinas estudadas, temos que o conjunto das usinas hidrelétricas emite menos GEE se comparado às termelétricas equivalentes. Entretanto, alguns aspectos geográficos podem fazer de usinas hidrelétricas fontes de emissões de GEE mais poluentes inclusive que termelétricas movidas a carvão mineral (como é o notório caso de Balbina). Disto, é possível depreender que as diferentes tecnologias de geração de energia possuem especificidades que se adequam caso a caso, e que, portanto devem ser estudadas quando da implantação de uma nova usina.

Os impactos supracitados são de conhecimento público, mas as discussões em torno destes aspectos não tomam o tempo de especialistas do setor elétrico. Ao que parece, os resultados

apresentados nestes estudos ainda não são um consenso na comunidade científica. Apesar dos estudos apontarem na direção contrária, atualmente pouco se pode fazer quanto a hegemonia da energia hidroelétrica na matriz elétrica brasileira. Isto ocorre, pois as tecnologias disponíveis para fontes potencialmente substitutas ainda não se encontram em níveis de maturidade suficientes para tomar o lugar destas usinas na escala necessária.

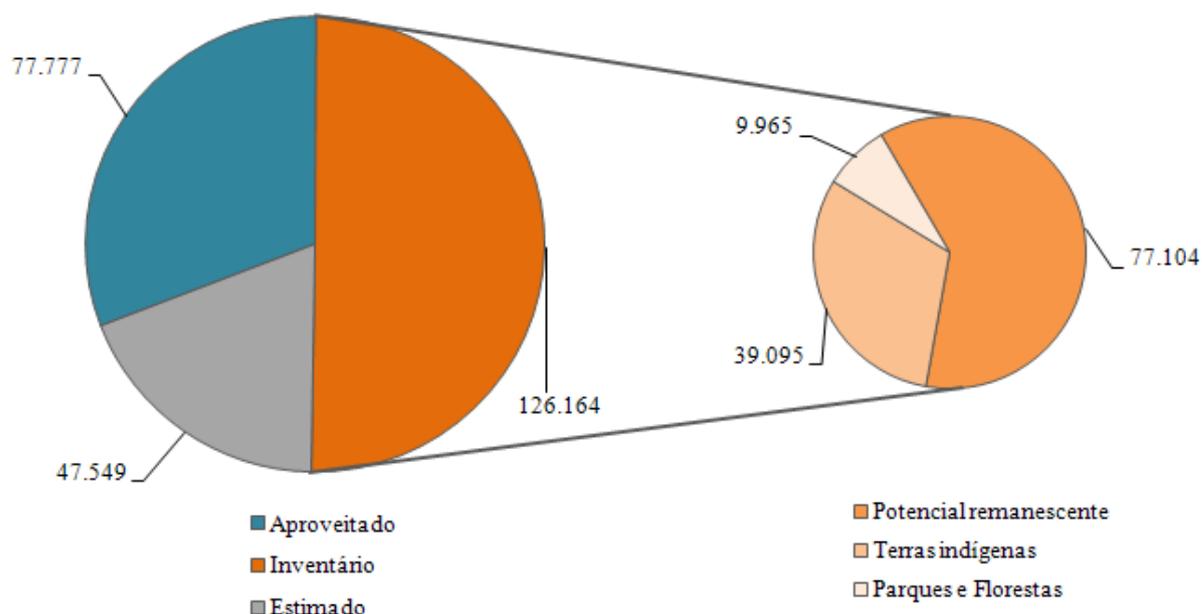
O atual estado da arte das fontes alternativas (como eólica, biomassa ou fotovoltaica) ainda não possibilita a aplicação destas tecnologias em larga escala no curto prazo.

Ao tratar de tão grandes obras, como geralmente são as usinas hidrelétricas, não podemos ignorar os interesses que viabilizam ou impedem sua execução. A oligopolização do setor elétrico nacional em torno de grandes construtoras traz consigo um viés que, só será positivo para a sociedade, se assim o for para estas companhias. O ‘jogo’ político que permeia as esferas governamentais garante a não isenção das decisões tomadas, de modo que a simples existência deste ‘jogo’, por si só é capaz de atravancar o estabelecimento de um modelo energético mais robusto e igualitário.

1.4. O potencial hídrico e a expansão do setor

A despeito dos argumentos contrários a grandes hidrelétricas, o Governo Federal projeta a expansão do parque gerador hídrico ignorando as áreas restritas por lei. Segundo o PNE 2030 elaborado pela EPE (2007), o potencial gerador hídrico brasileiro é de 251.490 MW. Deste total, 77.777 MW já são aproveitados por UHEs em operação e 47.594 MW carecem de estudos aprofundados – de modo que este potencial seja é dado como ‘Estimado’, pois suas cifras são pouco precisas. Assim, resta um total de 126.164 MW inventariados pelos órgãos competentes. Destes, se desconsiderados os aproveitamentos que apresentam interferência direta em parques e florestas nacionais o potencial a ser explorado cai para 116.199 MW; ou, então, para 87.069 MW, se desconsiderados aqueles que interferem diretamente em terras indígenas; ou, ainda, para 77.104 MW se somadas as duas interferências. O **Gráfico 7** sintetiza estes dados.

Gráfico 7 – Potencial hidrelétrico brasileiro (MW)



Fonte: EPE (2007). Elaboração própria.

Consta em EPE (2007, p. 60) que,

“excluir, liminarmente, esse potencial [terras indígenas e florestas protegidas] significa definir, desde logo, que, no ano horizonte [2030], uma parcela importante da demanda por energia elétrica será atendida por outras fontes, não necessariamente mais competitivas que a opção hidrelétrica. (...) pode-se estimar que o parque gerador de energia elétrica brasileiro em 2030 terá uma potência instalada entre 210 e 250 mil MW. Isso significa uma potência incremental, em relação ao parque hoje existente, de 120 a 160 mil MW. Esse número é muito maior que a disponibilidade de recursos hídricos restringida aprioristicamente em razão de suas interferências ambientais. Em termos quantitativos, as hipóteses consideradas nesta nota técnica indicam como potencial hidrelétrico a aproveitar até 2030 o valor de 174.000 MW.”

Ou seja, para expandir o parque gerador nacional, o governo conta não só com a utilização de reservas indígenas, parques e florestas, mas também com um potencial estimado do qual não se possuem estatísticas confiáveis. O documento não coloca de forma clara que meios serão utilizados para contornar estes entraves (adoção de novas fontes ou mesmo ganhos em eficiência energética). Isto nos leva a crer que a energia hidrelétrica continuará a ser expandida nos médio e longo prazos (independente de seus impactos ambientais) em prol da necessária expansão da oferta de energia elétrica.

Obviamente, não pretendemos aqui propor a exclusão das grandes usinas hidrelétricas do parque gerador nacional. Esta monografia busca apenas salientar alguns aspectos contrastantes da escolha do modelo energético nacional. Os investimentos realizados em grandes UHE já foram invertidos e sua desativação não é viável dos pontos de vista econômico, político ou social. É preciso que a sociedade se atente para os impactos causados por grandes UHEs, e pense na substituição deste modelo no longo prazo a partir de fontes limpas, cujas tecnologias devem ser viabilizadas no presente.

Capítulo 2 – Instrumentos da Política Energética

O presente capítulo tem como objetivo principal analisar os condicionantes da expansão das fontes alternativas no Brasil na década de 2000. Podemos adiantar que o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa) constituiu não só uma iniciativa pioneira, como também um marco no sentido de pensar as fontes alternativas como estratégicas para o desenvolvimento nacional. Como será mostrado no terceiro capítulo, o programa não atingiu seus objetivos específicos em sua completude, mas foi importante no sentido de estabelecer um mercado nacional para essas fontes. Para compreender o ambiente em que as fontes alternativas foram inseridas na realidade energética brasileira, nos reservamos neste capítulo, a discutir as demais iniciativas do governo em direção à expansão das energias limpas.

2.1. Novo paradigma do setor elétrico

A escolha por um modelo essencialmente hidrelétrico condicionou a expansão do setor elétrico no Brasil ao que Elliot (2000) caracterizaria como um *lock-in* tecnológico. A priorização pela construção de grandes usinas hidrelétricas levantou barreiras técnicas, econômicas e institucionais à introdução das fontes alternativas em nossa matriz energética.

O setor elétrico tem por característica nata sua baixa dinamicidade. O atual modelo de expansão do setor, ancorado na construção de grandes usinas hidroelétricas, ensejou a criação de uma forte cadeia produtiva, cuja atuação perpassa para a esfera política. A estrutura do mercado, a regulamentação do setor e a formação de recursos humanos especializados levantaram fortes barreiras institucionais à entrada de novas fontes de energia. Foi criado assim, ao longo das últimas décadas, todo um arcabouço institucional burocrático em torno do modelo hidrelétrico.

Segundo afirmam Kemp e Soete (1992), a expansão das fontes alternativas – assim como as tecnologias voltadas à sustentabilidade ambiental em geral – sofre não apenas com a escassez de mão-de-obra operacional especializada, mas também com a falta de um corpo científico capaz de realizar atividades de pesquisa e desenvolvimento, essenciais para o avanço tecnológico.

No que diz respeito à sua viabilidade econômica, é natural que uma tecnologia em sua fase inicial arque com custos mais elevados – os quais devem diminuir ao longo do tempo através de ganhos de aprendizado e escala. Os elevados preços da energia, pelo menos neste primeiro

momento, as tornam pouco atrativas se comparadas aos baixos preços praticados por grandes usinas hidrelétricas e termelétricas.

Uma situação como o *lock-in* observado neste caso pode acarretar em grandes prejuízos futuros no que diz respeito ao desenvolvimento tecnológico do setor elétrico brasileiro. Isto porque a escolha momentânea por determinado padrão dominante pode não ser necessariamente aquela que representará maiores ganhos futuros de qualidade e eficiência (Utterback, 1996). Como exemplo clássico, podemos citar o do teclado QWERTY, no qual a escolha por uma sequência de teclas derivada de uma questão essencialmente mecânica condicionou a adoção deste padrão de baixa eficiência para todos os computadores que sucederam às máquinas de escrever.

Assim, para não incorrer em problemas relacionados à dependência de trajetória, as políticas públicas de incentivo às fontes alternativas devem ser utilizadas no sentido de gerar condições para que seja desenvolvido um mercado maduro, capaz de fazer frente às tecnologias hoje estabelecidas.

Atualmente, a eletricidade proveniente de hidrelétricas e fontes fósseis é gerada a custos baixíssimos, explicados em grande parte pelo longo tempo de maturação destas tecnologias. Como explicitado no capítulo anterior, fontes como eólica, solar e biomassa possuem um potencial energético capaz de superar o hidráulico, mas, no entanto, não possuem tecnologias economicamente viáveis capazes de converter esse potencial em energia elétrica.

Neste sentido, dado o *lock-in* que engloba o setor elétrico brasileiro, políticas de incentivo as fontes alternativas são essenciais para que estas venham a constituir no futuro um mercado robusto e independente. Hoje, o investidor privado espera altas taxas de retorno num curto período de maturação, o que dificulta o desenvolvimento destas tecnologias ainda incipientes. Como explicitado por Elliot (2000, p. 264), a discussão acerca das fontes alternativas,

“(...) highlights a general point which has emerged from current theorizing on innovation: the successful deployment of new technology requires the existence, or the development, of suitable social and institutional contexts — a technical infrastructure, suitable financial networks, a skill base, along with the appropriate pattern of social acceptance.”

O autor argumenta ainda, que as fontes alternativas tendem a ir ao encontro do modelo de geração distribuída, uma vez que solucionam a demanda de energia em escala local, sem as perdas ocorridas com as grandes distâncias que separam produtores e consumidores de energia. Assim, é possível antever uma mudança fundamental na dinâmica do setor de energia

elétrica em escala global, uma vez que grandes usinas movidas a fontes não renováveis, administradas de forma centralizada numa situação monopolista deverão ceder espaço a pequenos parques geradores de eletricidade a partir de fontes renováveis, com decisões descentralizadas onde o consumidor tem liberdade para escolher a origem da energia que utiliza em seus aparelhos elétricos. Esta provável mudança de paradigma pode ser observada na **Tabela 5**.

Tabela 5 – Novo paradigma do setor elétrico

	Paradigma atual	Novo paradigma
<i>Fonte de energia</i>	Não-renovável	Renovável
<i>Tipo de energia</i>	Concentrado	Difuso
<i>Tecnologia</i>	Grande escala	Pequena escala
<i>Geração</i>	Centralizada	Descentralizada
<i>Impacto ambiental</i>	Grande, Global	Pequeno, Local
<i>Mercado</i>	Monopólio	Liberalizado

Fonte: Elliot (2000).

2.2. Especificidades do caso brasileiro

A questão central deste estudo diz respeito às causas da baixa representatividade das fontes alternativas de energia na matriz elétrica brasileira, com especial ênfase para a década de 2000. Segundo o Banco de Informações de Geração (BIG) da ANEEL, em 2001 as fontes alternativas de energia possuíam um potencial instalado praticamente nulo. Passados dez anos, estas fontes representam 12.852 MW ou cerca de 10% dos 123.671 MW do total do parque gerador nacional.

O atual modelo de expansão da matriz elétrica brasileira propõe a manutenção das usinas hidrelétricas como principais fontes de energia elétrica para as próximas décadas. O domínio de tal modelo se deu ao início do século XX, dada a qualidade inferior do carvão brasileiro e do desconhecimento de reservas expressivas de petróleo. Esta decisão foi amparada pelo imenso potencial hídrico do país, hoje estimado em 261.000 MW. À época, tal escolha se mostrou acertada em termos econômicos (por ser mais barata), contudo, a questão ambiental ainda não era colocada no debate sobre a expansão do setor.

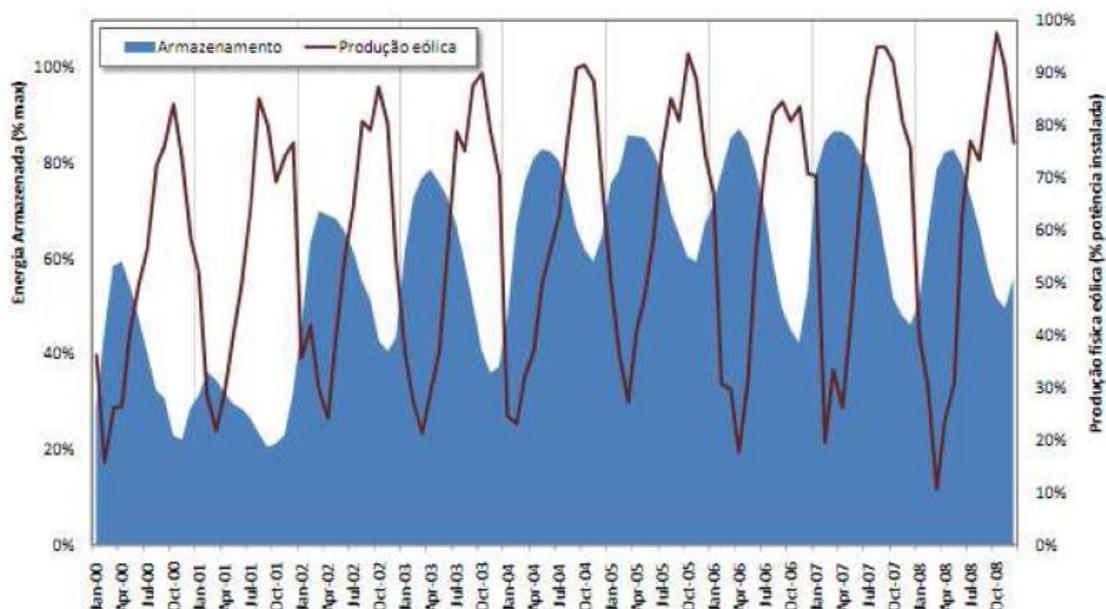
Nos tempos atuais, o avanço tecnológico nos permite visualizar potências de geração elétrica através de tecnologias não disponíveis à época. Como observado anteriormente, de acordo com o Atlas do Potencial Eólico Brasileiro (2001), o potencial energético para esta fonte é de aproximadamente 143.000 MW. Entretanto, segundo o Ministério do Planejamento, um estudo realizado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) a ser divulgado ao final de 2011, redimensiona este potencial para 300.000 MW, o que supera o potencial hídrico. Deve ser mencionado ainda que este potencial é exclusivamente *on shore* (em terra firme), pois não há dados desta natureza para o potencial *off shore* (em alto mar).

Os potenciais das energias solar e maremotriz ainda são pouco conhecidos, devido principalmente ao estágio inicial destas tecnologias. Entretanto, estudos como o Atlas de Energia Elétrica Brasileiro (2008) cita ambas as fontes como sendo de grande potencial para expansão no Brasil.

Outra questão importante a ser levantada, diz respeito à diversificação da matriz como medida de segurança energética. Em 2001 o governo decretou o racionamento de energia elétrica. Especialistas apontam a má gestão dos recursos hídricos – além, é claro, da falta de um planejamento sólido – como um dos principais condicionantes para o ocorrido. Com a tendência de diminuição dos reservatórios de grande hidrelétricas – em resposta principalmente ao apelo ambiental –, o sistema elétrico nacional deve perder uma grande capacidade de armazenamento de energia. Deste modo, as fontes alternativas com regimes cíclicos distintos constituem uma opção às épocas de baixa vazão hídrica.

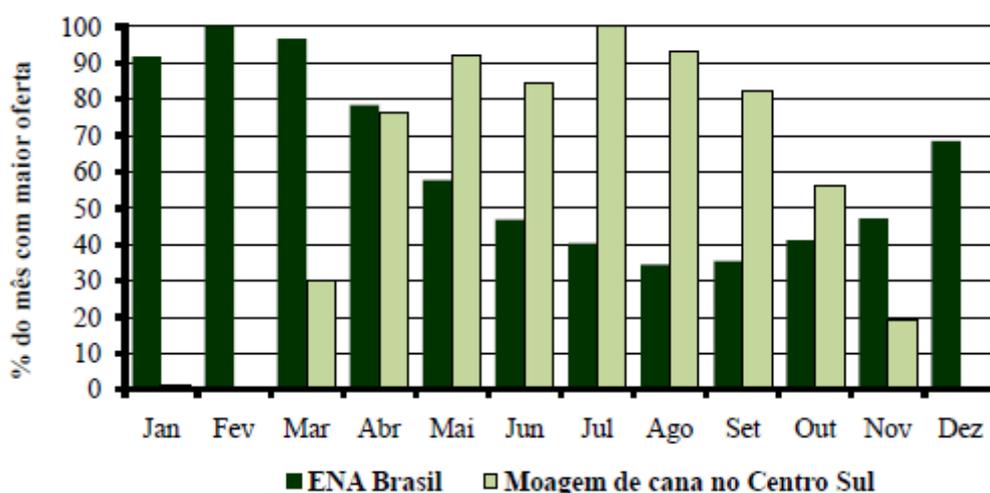
Os gráficos abaixo explicitam a complementaridade destas fontes ao longo do ano. No **Gráfico 8**, é possível observar a série histórica dos dados para as fontes hídrica e eólica no intervalo de 2000 a 2008. Os ciclos das duas fontes são claramente opostos. Isto ocorre basicamente, pois a velocidade do vento é maior, quando o clima é seco e menor quando o clima é úmido. De forma semelhante, é possível observar o mesmo fenômeno se comparados os regimes hídricos e as safras da cana-de-açúcar. O **Gráfico 9** exhibe os percentuais de aproveitamento da capacidade instalada de ambas as fontes para a Região Centro-Sul no ano de 2008.

Gráfico 8 – Energia armazenada em reservatórios de hidrelétricas versus produção eólica



Fonte: Simões, R. (2010) *apud* Nogueira, L. (2011).

Gráfico 9 – Complementaridade da hidroeletricidade e o setor sucroalcooleiro (2008)



Fonte: Castro et al (2010).

2.3. Instrumentos de política energética

O novo marco regulatório do setor elétrico brasileiro em 2004 estabeleceu a criação de novas instituições, como os objetivos de garantir o suprimento de eletricidade, promover a modicidade tarifária, regular o setor e universalizar este serviço. Assim, foram criadas a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) com o intuito de planejar o setor; a Câmara de Monitoramento do Sistema Elétrico (CMSE) para monitorar a segurança do suprimento de

eletricidade; e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) encarregada de promover a negociação da energia no Sistema Interligado Nacional (SIN).

Ainda, com a reforma do setor, o Ministério de Minas e Energia (MME) tornou-se Poder Concedente e a autonomia do Operador Nacional do Sistema (ONS) foi ampliada. A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) foi mantida como agência reguladora do sistema elétrico nacional.

Como afirmam Bajay e Badanhan (2004), a atuação dos governos sobre o setor de energia elétrica pode ocorrer a partir de três instrumentos básicos distintos, mas complementares. São eles (i) políticas públicas, (ii) planejamento e (iii) regulação de mercado. Uma gestão adequada destes instrumentos deve tratá-los de forma autônoma, mas complementar. A expansão do setor elétrico deve ocorrer de forma não viesada (por isso a necessária autonomia dos instrumentos) e buscando sempre corresponder com as melhores alternativas possíveis de expansão, contando com a cooperação de agências reguladoras, governo, empresas do setor e sociedade. Como explicam os autores (Bajay e Badanhan, 2004, p.6),

“A formulação de políticas públicas na área de energia é uma típica atividade de governo, enquanto que o exercício da regulação constitui-se em uma atividade de Estado, calcada na regulamentação da legislação vigente e exercida sob uma perspectiva de longo prazo. A atividade de planejamento possui ambas as características; de um lado ela propicia um suporte quantitativo na formulação das políticas energéticas do governo e do outro ela deve sinalizar à sociedade metas de longo prazo, que extrapolam em geral o mandato do governo e freqüentemente fornecem elementos essenciais para uma boa execução da atividade de regulação. Logo, uma estrutura organizacional eficaz para a execução dos exercícios de planejamento deve contemplar estas suas duas características.”

Até o início da década de 1990, o papel de coordenador das políticas públicas e da atividade de planejamento esteve em geral associado às estatais Eletrobras e Petrobras. Com a implantação de um novo modelo que privilegiava a busca pela competição, o exercício excessivo de regulação relegou os outros dois instrumentos a um segundo plano e enrijeceu ainda mais a estrutura do setor.

2.3.1. Planejamento

O planejamento energético consiste basicamente na elaboração de projeções para a demanda futura de energia e para as tecnologias que deverão suprir esta demanda. Para calcular esta demanda são utilizadas complexas ferramentas computacionais capazes de construir cenários

com base em variáveis-chave como PIB, crescimento populacional e mobilidade social. Nos cálculos referentes às projeções de oferta de energia, são levantadas variáveis relativas à eficiência energética, estudos de potenciais energéticos, prospecção tecnológica e custos marginais de energia para determinar quais fontes e em que proporções a distribuição de energia poderá ser mais bem alocada.

Como afirmam Bajay e Badanhan (2004), o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) foi implementado apenas no ano 2000, de modo que as primeiras projeções da matriz energética brasileira só foram concluídas ao final do ano seguinte. Ora, se não houve um planejamento integrado da expansão da oferta de energia para a década de 2000, é possível afirmar que as fontes alternativas não chegaram a constituir objeto de análise para a formulação de políticas. Estas primeiras projeções foram elaboradas basicamente com perspectivas setoriais e empresariais, de modo que novas políticas e trajetórias tecnológicas alternativas foram desconsideradas.

Em 2004, foi criada a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), sob o comando do Ministério de Minas e Energia, com a finalidade de assessorar os órgãos competentes com estudos sobre o planejamento energético brasileiro. De acordo com o artigo 2º da Lei 10.847 de 15 de março de 2004,

"A Empresa de Pesquisa Energética - EPE tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, dentre outras."

Os resultados dos estudos realizados são publicados periodicamente com o intuito de sinalizar a necessidade de expansão da capacidade instalada aos setores público e privado. A seguir, são descritos os estudos realizados pela EPE no âmbito do planejamento energético.

2.3.1.1. Plano Nacional de Energia (PNE)

Lançado no ano de 2007, o PNE 2030 é o primeiro estudo de planejamento integrado dos recursos energéticos para o longo prazo. Segundo consta no site da EPE, o trabalho fornece subsídios para a formulação de uma estratégia de expansão da oferta de energia de modo sustentável e economicamente viável. A elaboração do trabalho contou com a participação de diversas instituições da sociedade. Atualmente, a EPE trabalha no lançamento de um Plano Nacional de Energia para o horizonte de 2035.

Como o lançamento do PNE 2030 ocorreu ao final da década de 2000, podemos afirmar que ele pouco influenciou na participação das fontes alternativas, observada ao final da década. Segundo o PNE 2030, a expansão das fontes alternativas está relacionada à busca de soluções “limpas” e renováveis para a matriz elétrica, mas condicionada aos aspectos econômicos referentes aos custos destas tecnologias.

2.3.1.2. Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE)

O Plano Decenal de Expansão de Energia é lançado com frequência anual e, como o próprio nome nos indica, faz projeções para consumo e oferta de energia para um horizonte de dez anos. Até o ano de 2005, o plano era elaborado pelo Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos (CCPE), mas desde 2006 ele passou a ser uma incumbência da EPE. A publicação periódica do PDE representa um componente fundamental do processo de planejamento energético, uma vez que acompanha ano a ano o desenvolvimento e o cumprimento das metas de expansão do setor elétrico.

Segundo a EPE, o plano é estruturado de modo a proporcionar uma visão integrada de oferta e demanda de energia para sinalizar e orientar decisões dos agentes no setor. Em última instância, o planejamento decenal deve servir de apoio para o crescimento econômico com qualidade e confiabilidade.

Segundo Reis (2002), o PDE 2001-2010 – documento indicativo para a expansão do setor elétrico na década de 2000 – previa um modelo apoiado essencialmente no aumento da oferta da hidroeletricidade complementado por termoelétricas movidas a gás natural. Estas últimas seriam impulsionadas pelo Programa Prioritário de Termoelétricas (PPT) que previa a instalação de 34 usinas até o ano de 2004. O PPT foi elaborado em grande medida pelo caráter emergencial exigido pela situação de racionamento vivida à época.

Em outras palavras, em 2001, os agentes responsáveis pelo planejamento do setor elétrico brasileiro não previam a introdução de fontes alternativas sequer para o período próximo de dez anos. O PDE 2003-2012 já adiantava que o fato de seus altos custos, somados aos também altos riscos, eram fatores limitantes para a introdução destas fontes na matriz brasileira.

2.3.1.3. Balanço Energético Nacional (BEN)

O BEN serve basicamente de instrumento para as atividades de acompanhamento do planejamento energético. Anualmente, ele traz a contabilidade de oferta e demanda de energia

segmentada em diversos setores, dados sobre o comércio exterior, séries históricas, reservas, capacidade instalada dentre outras informações importantes para a avaliação ano a ano das metas traçadas no planejamento.

2.3.1.4. Levantamento do potencial energético

A atividade de planejamento deve se aproximar o máximo possível das possíveis trajetórias a serem seguidas pelo setor elétrico. Neste sentido, a realização de levantamentos sobre os reais potenciais energéticos é de fundamental importância para que as políticas possam de fato otimizar a geração de eletricidade com base nos conceitos de qualidade e segurança.

Com o objetivo de inventariar a disponibilidade de potenciais energéticos, o governo realizou durante a década de 2000 três importantes estudos, referentes às energias hídricas, eólica, solar. Os resultados destas pesquisas foram apresentados no primeiro capítulo desta monografia e atestam basicamente para o baixo aproveitamento das energias alternativas frente ao seu grande potencial de expansão.

2.3.1.5. Plano Nacional Sobre Mudança do Clima (PNMC)

Em 2008, o Comitê Interministerial Sobre a Mudança do Clima lançou o Plano Nacional Sobre Mudança do Clima, no qual se propõe a incentivar o desenvolvimento de ações no sentido de mitigar as causas da mudança climática e criar condições internas para enfrentar as consequências inevitáveis desta mudança. Dentre outros aspectos, o plano traz as intenções do governo no que diz respeito à expansão da matriz energética nacional. Apesar de ter sido lançado ao final da década e, portanto, não influenciar a expansão das fontes alternativas no período tratado, o plano merece menção uma vez que institui diversos pontos importantes referentes à utilização de energia.

2.3.2. Políticas Públicas

O governo pode se utilizar de políticas públicas para o desenvolvimento do setor elétrico como meio de sinalizar suas prioridades e diretrizes à sociedade (Bajay e Badanhan, 2004). Estas diretrizes podem visar somente a orientação dos agentes do setor ou a aplicação compulsória de determinadas medidas – neste caso, deverá haver um papel regulatório importante, a ser discutido brevemente na seção seguinte. Quando há apenas a intenção de se orientar os agentes, utilizam-se incentivos financeiros para promover o maior uso destas fontes.

Segundo Goldemberg (2008), estes incentivos financeiros podem ocorrer nas formas de (i) novos impostos ou mudanças nos impostos existentes, refletindo externalidades; (ii) incentivos e empréstimos, contendo ou não subsídios; e (iii) políticas de preços que reflitam os custos sociais de cada uma das fontes de energia, de modo a encorajar a utilização daquelas menos nocivas ao meio ambiente.

Abaixo, encontram-se algumas das mais relevantes políticas de incentivo ao uso das fontes alternativas na década de 2000. Esta seção deve apenas apresentar tais políticas, sem ater-se em suas especificidades. Sem dúvidas, o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa) constitui a mais relevante iniciativa governamental neste sentido e, por isto, neste capítulo ele será citado de forma superficial para ser retomado com maior ênfase no capítulo seguinte.

2.3.2.1. Proinfa

Em 2002 o governo federal instituiu o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), com o mote principal de promover a diversificação da matriz energética brasileira no sentido de prover maior segurança energética. Não menos importante, o governo também estava preocupado com o desenvolvimento tecnológico e com a criação de empregos. Foram escolhidas três fontes energéticas limpas – Eólica, Pequenas Centrais Hidroelétricas (PCH) e Biomassa –, com tecnologias passíveis de serem aplicadas no curto-médio prazo.

O Proinfa previa a construção de usinas que totalizassem 3.300 MW de capacidade instalada, divididos igualmente entre as três fontes contempladas. Entretanto, os projetos referentes à utilização de biomassa foram insuficientes para atingir sua cota de 1.100 MW. Para alcançar a meta inicial de capacidade instalada prevista em lei, foram contratados outros projetos de usinas eólicas e de PCHs. Assim, dos 3.299,40 MW contratados ao final da primeira fase, 1.192,24 MW seriam provenientes de 63 PCHs, 1.422,92 MW de 54 usinas eólicas e os 685,24 MW restantes fornecidos por 27 usinas de biomassa.

Os incentivos proporcionados pelo programa eram compostos por, dentre outros, compra assegurada de energia elétrica por vinte anos por um preço economicamente viável e garantias de financiamento a taxas de juros abaixo da média do mercado.

A lei 11.943/2009 prorrogou o Proinfa até 30 de dezembro de 2010 devido ao não cumprimento das metas de instalação previstas ao início do programa. Com base nestes

resultados, o então presidente Luiz Inácio Lula da Silva, em seu último dia de mandato, prorrogou novamente o programa para dezembro de 2011, através da Medida Provisória 517.

2.3.2.2. Proeólica

O Programa Emergencial de Energia Eólica (Proeólica) foi instituído como uma das respostas ao apagão de 2001, a fim de incentivar a expansão da geração e diversificar a matriz energética. O programa objetivava viabilizar a implantação de 1.050 MW em energia eólica até 2003. Como incentivos, o governo garantia a compra subsidiada dessa energia produzida por um período de quinze anos. Seriam formados ainda convênios e acordos de cooperação com instituições públicas e privadas visando à implementação destes projetos.

No entanto, a regulamentação vigente não estabelecia de forma clara quais os critérios utilizados para a formação dos preços de compra desta energia. Com este impasse e com a instituição do Proinfa, os projetos participantes do Proeólica não se desenvolveram e, apesar de alguns projetos terem sido aprovados pela ANEEL, nunca nenhum deles entrou efetivamente em operação.

2.3.2.3. Conta de Consumo Combustível (CCC)

Uma considerável parcela dos municípios brasileiros se encontra fora do Sistema Interligado Nacional (SIN), às longas distâncias destas localidades. Estas redes excluídas do SIN são chamadas de sistemas isolados em função de não estarem conectadas a grande malha nacional de eletricidade.

Nestes sistemas, predomina a geração termelétrica a partir principalmente de combustíveis fósseis. A eletricidade oferecida no SIN possui valores muito aquém dos praticados por estas termelétricas, devido aos baixos custos da energia hidrelétrica (que em alguns casos podem ser quatro vezes mais barata). Assim, para nivelar o preço praticado no SIN com o de sistemas isolados, criou-se em 1975 no âmbito do 2º PND a Conta de Consumo Combustível (CCC).

A CCC consiste basicamente num encargo cobrado diretamente dos consumidores finais inseridos no SIN que subsidia a produção termelétrica nestes sistemas isolados. A legislação que gere este programa sofreu inúmeras modificações ao longo dos anos, mas a mais relevante para o nosso caso é Lei no. 9.648 de 1998 que ampliou o direito de uso deste subsídio às fontes alternativas de energia. Entretanto, como ressalta Cavaliero (2003) algumas exigências relativas aos custos de implementação dos empreendimentos coibiram a entrada de

investidores. Assim, os únicos empreendimentos capazes de preencher os requisitos mínimos para gozar dos benefícios da CCC eram as PCH.

Outro limitante deste programa foi o fato de não haver a obrigação (ou mesmo o incentivo) para a transição das termelétricas movidas a combustíveis fósseis para as novas fontes renováveis. Sem um incentivo específico para esta migração, as termoelétricas se acomodaram em seu modelo antigo, mais seguro.

2.3.2.4. Luz para Todos

Em 1994 o governo federal instituiu o Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios (Prodeem) com o intuito de levar eletricidade a comunidades isoladas, em especial para instituições públicas e centros comunitários – como escolas, postos de saúde e associações. O programa tinha como principais metas o desenvolvimento econômico e social, a expansão da oferta de energia e o desenvolvimento tecnológico do parque gerador nacional. O Prodeem priorizava as fontes alternativas mais adequadas ao local de instalação, com especial ênfase para a energia fotovoltaica. Segundo o Atlas de Energia Solar, até o ano de 2003 foram investidos US\$ 37, 25 milhões de dólares em 8.956 projetos de geração

Entretanto, segundo afirma Cavaliero (2003), a falta de comprometimento do governo foi fundamental para que os equipamentos instalados logo se tornassem obsoletos. Os sistemas fotovoltaicos foram instalados nas comunidades isoladas sem quaisquer informações sobre o funcionamento ou manutenção dos equipamentos. Assim, muitos deles deixaram de operar, resultando na volta à marginalização destas sociedades e no conseqüente desperdício do dinheiro público.

Com objetivos semelhantes, o programa Luz no Campo foi lançado no governo Fernando Henrique Cardoso em 2000, com o intuito de atender um milhão de famílias até o final de 2003 – com maior ênfase para as regiões Norte, Nordeste e Centro-Oeste, menos eletrificadas.

O encerramento precoce do Luz no Campo (findo o programa, 419 mil famílias haviam sido atendidas) ocorreu em função de sua incorporação pelo programa Luz para Todos, instituído em 2003 nas mesmas bases do seu antecessor. Diferenciavam-se basicamente pela extensão dos subsídios concedidos (isenção total de custos neste último). Em 2005, o Prodeem também acabou inserido nas atividades do Luz para Todos.

O Luz para Todos foi efetivamente colocado em prática em 2008 e teve seu prazo prorrogado por duas ocasiões – a meta atual é que seja encerrado em 2014. Segundo dados divulgados

pelo MME, o programa ultrapassou sua meta inicial de 10 milhões de pessoas atendidas, elevando este total para 13,9 milhões de pessoas. Cabe aqui ressaltar que, apesar destes programas não especificarem o uso de fontes alternativas, a utilização da geração distribuída tende por si só a causar menores impactos ambientais, uma vez que possui menor escala e evita as grandes perdas ocorridas nas linhas de transmissão.

2.3.2.5. Leilões específicos

Ao lado do Proinfa, os leilões específicos para fontes alternativas constituíram um dos mais importantes instrumentos de incentivo para promover a ‘limpeza’ da matriz elétrica brasileira. Neste sentido, destacam-se duas modalidades de leilões – promovidas pela ANEEL ou por intermédio da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) –, os Leilões de Fontes Alternativas (LFA) e os Leilões de Energia de Reserva (LER).

O Decreto nº 6048 de 2007, regulamenta os Leilões de Fontes Alternativas, tendo por objetivo ser um dos mecanismos para atendimento do mercado consumidor das concessionárias de distribuição. Pelas regras de comercialização estabelecidas na Lei 10.848 de 2004, as Distribuidoras de energia elétrica devem contratar a totalidade da demanda de seu mercado consumidor, tendo como principal mecanismo os leilões de energia realizados no Ambiente de Contratação Regulada – ACR.

Neste sentido, a ANEEL promoveu em junho de 2007 o 1º Leilão de Compra de Energia Proveniente de Fontes Alternativas, resultando no acréscimo de uma potência instalada total de 638,64 MW em novas usinas (termoelétricas à biomassa e PCHs) ao SIN, já a partir de 2010.

Em janeiro de 2008, o Decreto nº 6.353 dispôs sobre a criação do Leilão de Energia de Reserva (LER), com o objetivo de promover a comercialização de energia de reserva – destinada a aumentar a segurança no fornecimento de energia elétrica ao SIN. Foram realizados então dois leilões de reserva, o primeiro em 2008 (exclusivo para biomassa) e o segundo em 2009 (exclusivo para usinas eólicas), nos quais foram negociados respectivamente 2.379,40 MW e 1.805,70 MW.

No ano seguinte, foram realizados simultaneamente o 2º Leilão de Fontes Alternativas e o 3º Leilão de Energia de Reserva. Na ocasião foram contratados 2.892,20 MW em biomassa, eólica e PCHs. Em 2011, foi promovido o 4º LER, que negociou o acréscimo de 1.218,10 MW em usinas eólicas e biomassa para entrar em operação em junho de 2014. A **Tabela 6**

resume o resultado destes leilões. Houve ainda os Leilões de Energia Nova, que contemplaram as fontes alternativas – dentre outras fontes tradicionais –, porém em menor escala.

Tabela 6 – Leilões específicos

Leilão	Ano	Potência total (MW)	Preço médio (R\$/MWh)	Fonte	Potência (MW)	Preço por fonte (R\$/MWh)
1º Leilão de Fontes Alternativas	2007	638,64	137,32	Biomassa	541,90	138,85
				PCH	96,79	134,99
1º Leilão de Energia de Reserva	2008	2.379,40	58,84	Biomassa	2.379,40	155,60
7º Leilão de Energia Nova (A5)	2008	114,00	145	Biomassa	114,00	145,00
8º Leilão de Energia Nova (A3)	2009	70,50	144,54	Biomassa	29,10	144,60
				PCH	5,70	144,00
2º Leilão de Energia de Reserva	2009	1.805,70	148,39	Eólica	1.805,70	148,39
10º Leilão de Energia Nova (A5)	2010	79,00	154,15	PCH	79,00	154,15
3º Leilão de Energia de Reserva e 2º Leilão de Fontes Alternativas	2010	2.892,20	133,56	Biomassa	712,90	144,20
				PCH	131,50	141,93
				Eólica	2.047,80	130,86
4º Leilão de Energia de Reserva	2011	1.218,10	99,61	Biomassa	357,00	100,40
				Eólica	861,10	99,61
12º Leilão de Energia Nova (A3)	2011	201,99	100,02	Biomassa	197,80	102,41
				Eólica	1.067,70	99,58

Fonte: ANEEL.

Entidades ligadas a produtores de energia apontam os baixos preços tetos estabelecidos para os leilões como fator determinante para a participação limitada de certas usinas (Medeiros, 2010).

Entretanto, como apontam Castro et al. (2010), é importante ressaltar que este mecanismo de leilões foi benéfico para a expansão das fontes alternativas na medida em que incentivou esforços para a realização de planos de negócios estruturados para a operação destas usinas. Para os empreendimentos já consolidados, mas que não venceram os leilões há a possibilidade de se vender a energia no mercado livre – no qual as tarifas são mais vantajosas para o produtor e os contratos mais flexíveis. Para os autores, estes acontecimentos mostram um importante amadurecimento do setor.

É importante atentar para o fato de que os preços da energia eólica comercializadas nos últimos leilões atingiram baixos patamares – menores inclusive que aqueles praticados por

hidrelétricas convencionais. Este evento pontual ocorreu devido aos desdobramentos da crise financeira de 2008. Com a recessão, houve uma queda na demanda por equipamentos para usinas eólicas nos países desenvolvidos. Assim, estes fabricantes buscaram mercados em ascensão (como no caso do Brasil), ofertando seus produtos a preços muito aquém dos praticados em épocas de estabilidade econômica.

2.3.2.6. Outros programas

Em 2001, o Governo Federal instituiu o Gerahélio. O programa não foi concebido como um projeto de grandes proporções. Sua proposta inicial era estudar a viabilidade técnico-econômica da tecnologia solar para futuramente instalar a primeira planta de energia heliotérmica brasileira. O trabalho foi realizado no âmbito do MME e contava com o CEPEL como agência executora. O principal financiador do projeto foi o Banco Mundial, através do Global Environment Facility (GEF), instituição financiadora de projetos de cunho ambiental.

Foram realizados alguns estudos para a caracterização de sítios potenciais para a instalação da planta, entretanto, o projeto foi cancelado sem maiores explicações.

Na década de 1980, o Governo Federal procurou incentivar a implantação de pequenas centrais através do Programa Nacional de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PNPCH) do Ministério de Minas e Energia - MME promovendo estudos, cursos, subsídios técnicos e legais para o desenvolvimento do assunto. Porém, devido aos marcos regulatórios da época e a inúmeros entraves legais, políticos e financeiros, esse programa resultou em poucos empreendimentos novos de PCHs. Contribuiu ainda para o encerramento do programa a desaceleração da economia brasileira. Com a retração da demanda por eletricidade, muita capacidade instalada ficou ociosa, desestimulando a implementação de novas plantas.

O Governo Federal promoveu ainda ao longo da década medidas isoladas de incentivo às fontes alternativas, como (i) a inclusão destas fontes como beneficiárias do Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento de Infra-Estrutura; (ii) linhas de financiamento (carteira BNDES) e (iii) isenção de impostos de importação e ICMS para seus equipamentos.

2.3.3. Regulamentação

Todas as políticas citadas acima foram de alguma forma, regulamentadas através de leis, decretos, portarias, protocolos ou qualquer instrumento legal que estabeleça marcos legais para tais atividades. De forma geral, segundo Goldemberg (2008), os principais instrumentos regulatórios utilizados para promover o uso das fontes alternativas são (i) regulamentos

ambientais em geral; (ii) padrões de desempenho de equipamentos; (iii) políticas de compra do governo que privilegie certos tipos de equipamentos ou fontes de energia; (iv) imposição de uma parcela mínima de fontes alternativas no portfólio de empresas distribuidoras; (v) planejamento integrado de recursos; (vi) programas informativos; e (vii) padrões de desempenho mínimo.

Como afirmado acima, o exercício da regulamentação do setor é uma tarefa de Estado e, portanto vem a reboque das necessidades apresentadas pelo planejamento e materializadas na elaboração de políticas públicas. Cavaliero (2003, p. 68) escreve ao início da década e, portanto analisa a formação do arcabouço que deverá reger a expansão das fontes alternativas durante os anos 2000. Como sugere a autora,

“A atividade de regulamentação é uma ‘atividade fim’, que depende e segue determinações tomadas num âmbito maior definido pela política energética e pelo planejamento energético. E nesse caso, nem as fontes renováveis alternativas e nem os sistemas isolados foram contemplados com a devida importância até o momento.”

2.4. Considerações sobre os instrumentos da política energética no Brasil

A matriz elétrica brasileira possui 75% de seu potencial instalado em usinas hidrelétricas, condição que atingiu ao longo de décadas de desenvolvimento desta tecnologia. Como relatado neste capítulo, a predominância desta fonte pode ser vista como uma alternativa interessante aos combustíveis fósseis, dado o enorme potencial hidráulico brasileiro. Entretanto, a despeito de seus impactos ambientais – apresentados no capítulo anterior –, esta dependência tão grande por uma única fonte deve ser analisada com cautela. Do ponto de vista da segurança energética, devemos garantir que eventos como o apagão ocorrido em 2001 não voltem a se repetir.

No sentido de prover maior segurança energética, as fontes alternativas aparecem como uma opção extremamente vantajosa para a diversificação da matriz elétrica brasileira. A complementaridade dos ciclos da cana e dos ventos com o regime hídrico de cheias constitui ainda um elemento muito importante para a segurança nacional, dada a redução do armazenamento de energia em barragens.

Contudo, o modelo baseado em hidrelétricas levanta barreiras técnicas, institucionais e culturais, como fatores impeditivos para o desenvolvimento das fontes limpas.

Os instrumentos utilizados para fomentar as fontes alternativas apresentados acima, foram em sua grande maioria pouco eficazes na delimitação da expansão destas tecnologias. Ademais, programas como o Proeólica e o Prodeem ficaram longe de ter suas metas iniciais cumpridas, e a falta de uma regulação consistente foi decisiva para isto. O fato de o PDE 2001-2010 não considerar as fontes alternativas para a década de 2000 pode ser apontado como um fator limitante à sua expansão. No capítulo seguinte iremos tratar do Proinfa, marco regulatório do setor na década de 2000. Veremos até que ponto este programa cumpriu seus objetivos iniciais e fomentou a expansão das fontes alternativas no país.

Capítulo 3 – Proinfa

O Proinfa foi criado como uma resposta direta ao apagão do setor elétrico, ocorrido em 2001. Dentre outros motivos, foram apontadas como causas principais deste evento (i) o longo período de estiagem – o que deixou os reservatórios em níveis muito baixos – e (ii) a falta de linhas de transmissão, para que houvesse uma melhor redistribuição da oferta de eletricidade ao longo do território nacional. Neste sentido, as fontes alternativas seriam capazes de amenizar ambas as situações, pois (como é o caso da eólica e da biomassa) são capazes de oferecer eletricidade em épocas de baixa vazão. Ademais, se adaptam muito bem ao modelo de geração distribuída, o que dispensa a necessidade de enormes linhas de transmissão.

À época, o setor elétrico não estava apto a arcar sozinho com os riscos inerentes a tecnologias tão incipientes e díspares. Assim, o Proinfa surgiu como uma iniciativa pública no sentido de fomentar a criação de um mercado específico para estas fontes.

3.1. Arcabouço institucional

O programa foi instituído em 2002 através da lei 10.438 e objetivava (i) ampliar a participação das fontes alternativas no Sistema Interligado Nacional (SIN), aumentando a segurança no abastecimento, (ii) valorizar as características e potencialidades regionais e locais, com a criação de empregos, capacitação e formação de mão-de-obra e (iii) reduzir a emissão de Gases de Efeito Estufa. Posteriormente, o programa foi ajustado e revisado pela lei 10.762 de novembro de 2003 e pelo decreto 5.025 em março de 2004.

Foram estabelecidos três pilares para apoiar o programa, são eles (i) marcos regulatórios claros e estáveis; (ii) programa de financiamento; e (iii) programa de apoio institucional, comandado pela Eletrobras.

3.1.1. Marco regulatório

A lei previa a realização do programa em duas fases. A primeira visava originalmente a instalação de 3.300 MW de potência ligados ao SIN, igualmente distribuídos entre eólica, biomassa, e PCHs. Os empreendimentos contratados deveriam iniciar suas operações até dezembro de 2006 e celebrariam contratos de garantia de compra da energia gerada por quinze anos^{9, 10}. Entretanto, os critérios de estabelecimento dos preços de compra desta

⁹ Política conhecida como *feed-in tariffs*. Segundo Menanteau et al. (2003), neste regime tarifário, as concessionárias são obrigadas a celebrar contratos de compra de energia elétrica proveniente de fontes alternativas subsidiadas, por um prazo determinado. Do ponto de vista microeconômico, as *feed-in tariffs* funcionam da mesma forma que impostos sobre poluição.

energia não foram devidamente estabelecidos em lei e, como veremos mais à frente, constituíram um dos fatores determinantes para o atraso do programa.

Para evitar a oligopolização do setor, o programa criou a figura do Produtor Independente Autônomo (PIA), definido como um agente sem qualquer vínculo com empresas já estabelecidas no setor elétrico (seja na geração, transmissão ou distribuição). Deste modo, o PIA teria prioridade na seleção dos projetos (exceto para a geração eólica, que deveria abarcar 50% de produtores autônomos e outros 50% de produtores não-autônomos)

Com o intuito de promover o desenvolvimento de uma cadeia nacional para tais fontes energéticas, a lei estabelecia ainda um índice mínimo de nacionalização dos equipamentos utilizados nas usinas geradoras de 60% na primeira fase e 90% para a fase subsequente.

Atingida a instalação dos 3.300MW de potência, a segunda e última etapa estabelecia a elevação da participação das fontes alternativas na matriz elétrica nacional para 10% em um prazo de vinte anos – se cumpridos os prazos iniciais, o programa deveria ser encerrado em 2026. Para atingir esta participação, tais fontes deveriam representar no mínimo 15% do acréscimo de capacidade instalada anual ao longo destes vinte anos.

Este objetivo seria alcançado através de contratos de compra de quinze anos e da garantia de financiamento através de bancos e agências federais (com destaque para a participação do BNDES, BB e CEF). O preço a ser pago pela energia gerada será calculado a partir da média dos preços praticados por modernas e competitivas usinas hidrelétricas e termelétricas a gás natural, complementado por créditos da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE).

3.1.2. Apoio institucional

De acordo com o decreto 5.025, o Ministério de Minas e Energia (MME) ficou encarregado de administrar o Proinfa. Coube assim ao MME ser responsável por determinar as diretrizes para a qualificação e execução dos projetos no âmbito do programa. As tarefas de definir o montante de energia a ser contratado, calcular os valores econômicos de cada uma das fontes e a definir a agenda para as chamadas públicas ficaram também a cargo do ministério.

Segundo Requejo (2009), foi estabelecido que a Eletrobras cumprisse o papel de agente executora, realizando a celebração dos contratos de compra e venda de energia. Assim, a empresa garantia a compra dessa energia pelo período de vinte anos com piso de 70% da

¹⁰ Posteriormente, a lei 10.762/2004 prorrogou este prazo para vinte anos.

receita contratual durante todo o período de duração do contrato de financiamento do empreendimento.

A estatal foi encarregada ainda de elaborar o Plano Anual do Proinfa (PAP), um relatório anual sobre os fatos principais relativos ao programa. Este documento deveria conter o montante de energia gerada e contratada e o demonstrativo dos custos administrativos, financeiros e tributários incorridos no âmbito do programa.

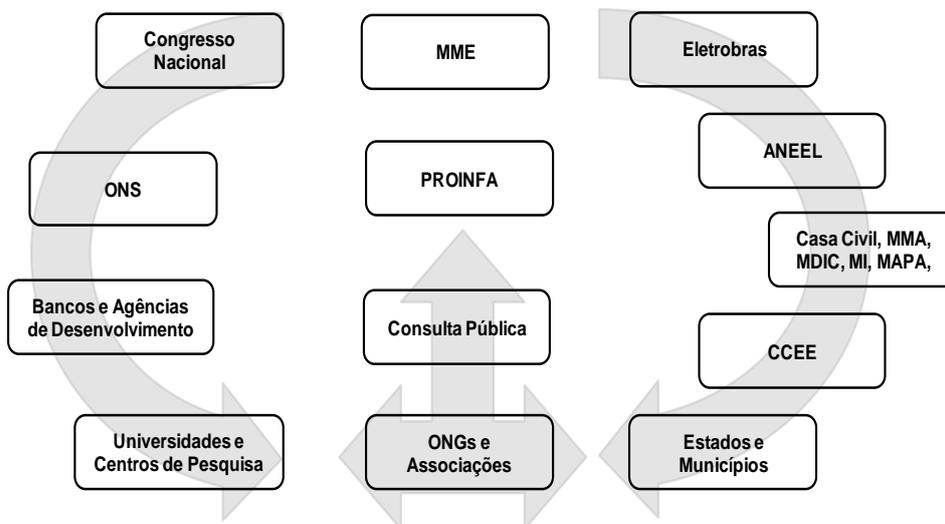
O valor pago pela energia adquirida, além dos custos administrativos, financeiros e encargos tributários incorridos pela Eletrobras na contratação destes empreendimentos, deveriam ser rateados entre todas as classes de consumidores finais atendidas pelo SIN, com exceção dos consumidores classificados na subclasse Residencial Baixa Renda – com consumo igual ou inferior a 80 kWh/mês.

Por fim, coube a Eletrobras, a tarefa de administrar a conta do Proinfa. Esta conta possui como receitas (i) a venda da energia gerada para as distribuidoras; (ii) a venda da energia excedente na CCEE; (iii) benefícios financeiros referentes a comercialização de créditos gerados no âmbito do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL); (iv) aplicações financeiras; e (v) encargos administrativos incorridos pela Eletrobras. As despesas desta conta eram compostas (i) pelo pagamento da energia contratada aos empreendimentos geradores; e (ii) pela contratação de energia excedente (no caso de as geradoras não cumprirem com sua produção determinada em contrato).

À Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), foi delegada a função de supervisionar e controlar a conta do Proinfa. A agência deveria ainda atuar junto à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) no cumprimento dos contratos firmados entre a Eletrobrás e os consórcios. Assim, a ANEEL era encarregada de (i) certificar o contínuo cumprimento dos critérios para seleção de projetos (como os índices de nacionalização de equipamentos, tratados abaixo); (ii) divulgar os valores econômicos referentes à venda da energia fornecida por cada uma das fontes; (iii) calcular e publicar anualmente as cotas e os custos da energia levada ao Sistema Interligado Nacional (SIN) que deveria ser cobrado do consumidor final; e (iv) ratificar o PAP, elaborado pela Eletrobras.

O diagrama apresentados abaixo (**Figura 3**) sintetiza as relações entre as instituições presentes na execução do Proinfa.

Figura 3 – Agentes ligados ao programa



Fonte: Apresentação Institucional do Proinfa (2009). Disponível em: <http://www.mme.gov.br/-programas/proinfa/galerias/arquivos/apresentacao/PROINFA-ANEXO1-InstitucionalMME.pdf>

3.1.3. Financiamento

O BNDES, que já possuía uma carteira exclusiva de financiamento para as fontes alternativas, foi incumbido de gerenciar o Programa de Apoio Financeiro ao Proinfa. Participavam ainda deste programa, o Banco do Brasil (BB), Agência de Desenvolvimento da Amazônia (ADA), Banco da Amazônia (BASA), Agência de Desenvolvimento do Nordeste (ADENE), Banco do Nordeste do Brasil (BNB) e a Caixa Econômica Federal (CEF).

O BB trabalhou como repassador dos recursos do BNDES e/ou diretamente com os recursos do Fundo Constitucional do Centro-Oeste (FCO). O BASA e a ADA financiaram empreendimentos por meio da emissão de debêntures conversíveis em ações, cujo exercício ficou limitado a 50% de participação. A ADA ficou como parceira no resgate de 20 anos dessas debêntures, enquanto o BASA fez o papel de agente financeiro.

A ADENE financiou os empreendimentos por meio da emissão de debêntures, nos mesmos moldes da BASA e da ADA. O BNB financiou até 80% dos empreendimentos, com amortização em até 20 anos e juros de 10 a 14% (dependendo do porte da empresa e da região localizada). A CEF trabalhou como repassadora dos recursos do BNDES e/ou diretamente com os recursos do FCO.

O BNDES, em específico, reservou cerca de R\$ 6 bilhões para este fim, podendo participar com até 80% dos investimentos financiáveis e amortizando esta dívida em até 12 anos. O auxílio do banco se deu de forma direta (quando única fonte de financiamento do consórcio) e

de forma indireta (com a participação de outras agências financiadoras não participantes do Programa de Apoio Financeiro ao Proinfa). Para o primeiro caso, a taxa de juros do financiamento era composta pela Taxa de Juros de Longo Prazo (TJLP) mais uma comissão de 3,5% a.a., paga diretamente ao banco de desenvolvimento. No caso do suporte indireto, esta taxa seria formada pela TJLP, mais uma comissão de 2% a.a. paga ao BNDES, mais a comissão cobrada por esta outra instituição financeira.

Projetos de PCHs e usinas eólicas com intenção de pleitear financiamento junto ao programa deveriam constituir Sociedades de Propósito Específico (SPE)¹¹ para tal.

3.2. Primeira fase do programa

Em 30 de março de 2004 (mais de dois anos após o início do programa), a Portaria nº45 estabeleceu o valor econômico a ser pago por cada uma das fontes contempladas pelo Proinfa. Esta demora no estabelecimento dos preços atrasou a realização das análises técnico-econômicas dos projetos de geração, o que acabou por comprometer todo o cronograma. Os valores definidos podem ser conferidos na **Tabela 7**, abaixo¹².

Tabela 7 – Valores econômicos

		Valor econômico
PCH		117,92
Eolica	Mínimo	204,35
	Máximo	180,18
Biomassa	Cana-de-açúcar	93,77
	Casca de arroz	103,20
	Madeira	101,35
	Biogás de aterro	169,09

Fonte: EPE.

O mesmo documento regulamentou os critérios de seleção de projetos, definidos pela lei 10.438. Basicamente, os produtores interessados em participar do programa deveriam levantar uma série de documentos para comprovar estarem aptos a receber os benefícios. Feita esta primeira preleção, os projetos capazes de atender os pré-requisitos seriam ordenados a partir

¹¹ Sociedades de Propósito Específico (SPE) é um modelo de organização empresarial pelo qual se constitui uma nova empresa limitada ou sociedade anônima com um objetivo específico. Tradicionalmente, as SPEs são utilizadas em grandes projetos de engenharia.

¹² Para o caso específico da energia eólica, o valor econômico dependia do Fator de Capacidade de cada aerogerador e por isso varia de acordo com o empreendimento.

daqueles com a Licença Ambiental de Instalação (LI) mais antiga. Assim, para cada uma das três fontes contempladas, os projetos seriam escolhidos de acordo com este ranking até atingir o limite de 1.100 MW.

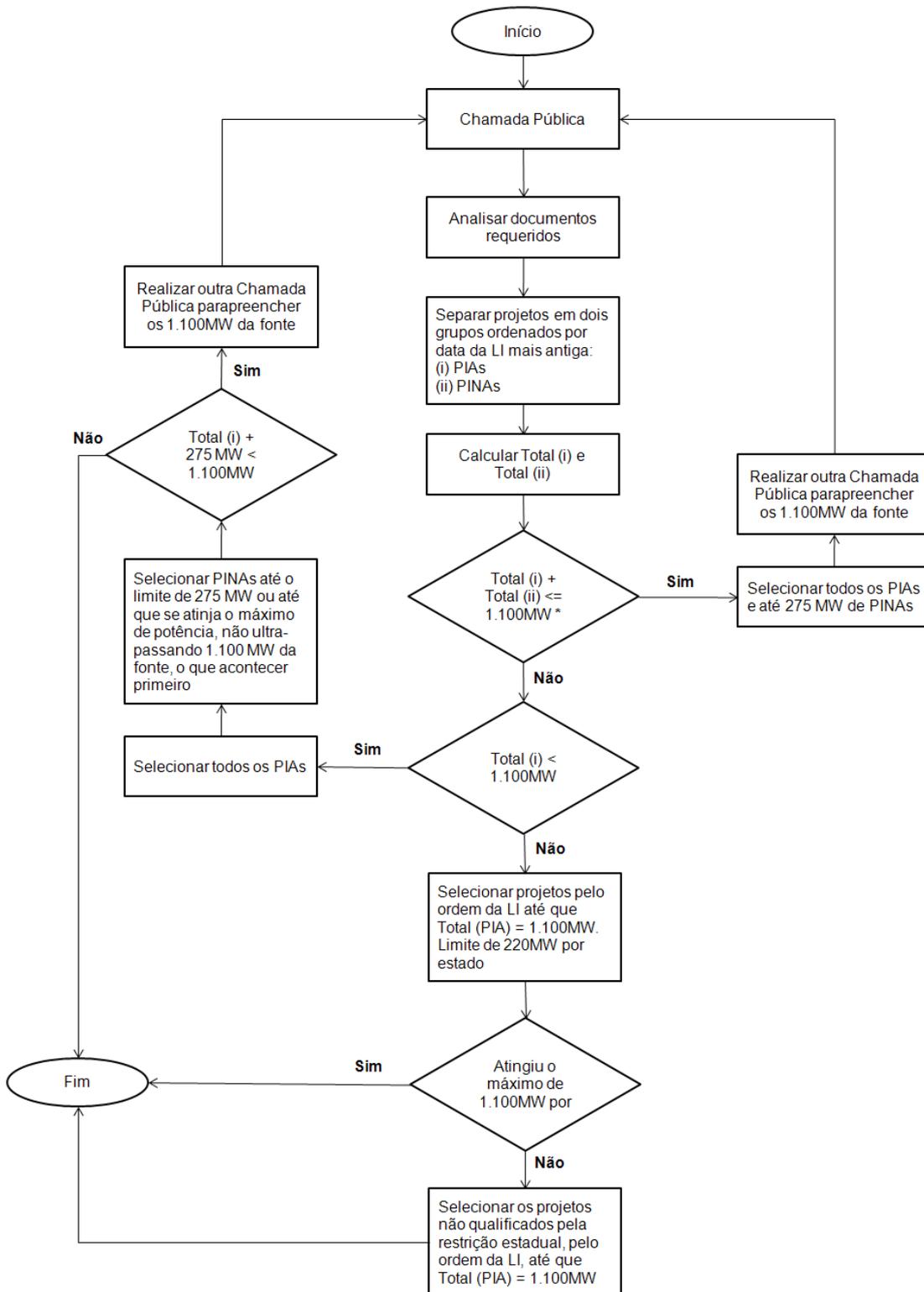
A seleção dos projetos seguiu a ordem dada na lista e, paralelamente, os empreendimentos eram separados por estados. Quando um estado atingia a cota de 220 MW, ele não mais era contemplado com novos projetos. Essa medida foi criada com a intenção de promover a disseminação destas fontes pelo território brasileiro. Caso a meta inicial de 1.100 MW por fonte não fosse alcançada, era permitida a participação dos projetos não qualificados pela cota estadual.

A primeira chamada pública para o Proinfa ocorreu neste mesmo ano de 2004 e, de acordo com os critérios de seleção foram escolhidas 47 empresas para projetos de geração eólica, 59 para PCHs (totalizando 1.100 MW cada) e 16 plantas para biomassa (a qual somou apenas 327 MW contratados). Os projetos selecionados por esta primeira chamada totalizaram 2.527 MW. Dada a baixa adesão de projetos para usinas termelétricas movidas a biomassa, uma segunda chamada específica para esta fonte foi realizada. Foram então contratadas mais 11 empresas, com um potencial de 358 MW e totalizando 685 MW para geração a partir de biomassa.

Para que a cota inicial de 3.300 MW fosse preenchida, foram contratados ainda 322 MW em geração eólica e 91 MW em PCHs, totalizando respectivamente 1422 MW e 1191 MW para estas duas fontes. As etapas do processo de seleção de projetos por fonte pode ser observada na **Figura 4**, abaixo.

Como é apontado na **Tabela 8**, a distribuição regional dos projetos no Proinfa foi relativamente equânime, a exceção da Região Norte – pouco contemplada principalmente em razão de fatores geográficos. Para a fonte eólica, destacam-se os empreendimentos instalados nas regiões Sul e Nordeste, representando cerca de 90% do potencial contratado para esta fonte. A geração elétrica a partir de biomassa teve aproximadamente metade do seu potencial na Região Sudeste. É possível observar ainda que a Região Centro-Oeste, com pouca tradição na cultura de cana-de-açúcar respondeu por quase 20% da energia contratada. De modo geral, a distribuição das plantas contratadas ao longo do território nacional seguiu as vocações específicas regionais.

Figura 4 – Fluxograma de contratação de projetos



* Exceção para o caso da geração eólica, a qual o potencial contratado deveria ser composto 50% por Produtores Independentes Autônomos (PIAs) e 50% por Produtores Independentes Não-Autônomos (PINAs).

Fonte: Elaboração própria. Baseado no texto da Portaria nº 45.

Tabela 8 – Distribuição regional da energia contratada

		Norte	Nordeste	Centro-Oeste	Sudeste	Sul	Total
PCH	Qde	6	3	25	15	14	63
	MW	102,2	41,8	498,9	285,2	263,1	1191,2
Biomassa	Qde	-	6	6	11	4	27
	MW	-	119,2	128,9	332,0	105,1	685,2
Eólica	Qde	-	36	-	2	16	54
	MW	-	805,5	-	163,0	454,3	1422,8
Total	Qde	6	45	31	28	34	144
	MW	102,2	966,5	627,8	780,2	822,5	3299,2

Fonte: <http://www.mme.gov.br/programas/proinfa/>

O limite inicial de 220 MW por estado não foi acatado para os casos da Biomassa em São Paulo (271 MW), das PCHs no Mato Grosso (284 MW) e das usinas eólicas no Ceará (500 MW), Rio Grande do Sul (227 MW), e Santa Catarina (226 MW).

Em 30 de dezembro de 2004, a lei 11.075 estendeu o prazo para o início da operação dos projetos contratados para dezembro de 2008. O motivo deste adiamento seria o provável não cumprimento das metas ao final de 2006. Dutra e Szklo (2008) apontam a falta de recursos financeiros e a obrigação da utilização de equipamentos majoritariamente nacionais como principais fatores para o ocorrido. Segundo os autores, a restrição para a participação de produtores não-autônomos constituiu um entrave, uma vez que os produtores independentes passavam por dificuldades de financiamento e o aporte de capital de empresas já estabelecidas no setor poderia alavancar o programa.

Paralelamente, o índice de nacionalização de equipamentos em 60% constituiu um fator restritivo – principalmente para as plantas eólicas – uma vez que à época o país não possuía capacidade produtiva suficiente para ofertar os bens de capital necessários para a instalação de todos os projetos contratados.

O Decreto nº 5.882, de 31 de agosto de 2006, modificou os artigos 5º, 12 e 16 do Decreto nº 5.025/2004 e ratificou que os benefícios provenientes da comercialização dos créditos de carbono do Proinfa deveriam ser destinados à redução dos custos do programa, visando à modicidade tarifária.

Novamente, sob a ameaça do não cumprimento dos prazos, a primeira fase do Proinfa foi adiada por mais duas ocasiões. Em 28 de maio de 2009, a lei 11.943 prorrogou o programa até dezembro de 2010 e a lei 12.431 estendeu-o até dezembro de 2011.

De acordo com o Plano Anual do Proinfa 2011 (Eletrobras, 2010), ao final de 2010, 88% da capacidade contratada pelo programa encontrava-se em operação. Vinte empreendimentos não foram capazes de iniciar suas atividades até dezembro de 2010¹³ e por isto, em seu último dia de mandato, o presidente Luiz Inácio Lula da Silva emitiu a Medida Provisória nº 517 (posteriormente regulamentada na lei 12.431, supracitada), na qual postergava o Proinfa por mais um ano.

Tabela 9 – Capacidades prevista e instalada

		Previsto	Contratado	Realizado*	(%) MW Realizado
Biomassa	Qde	-	27	19	77,83%
	MW	1.100	685,24	533,34	
PCH	Qde	-	63	62	99,16%
	MW	1.100	1.191,24	1.181,24	
Eólica	Qde	-	54	43	84,32%
	MW	1.100	1.422,92	1.199,79	
Total	Qde	-	144	124	88,33%
	MW	3.300	3.299,40	2.914,37	

* Dados referentes à dezembro de 2010.

Fonte: Eletrobras (2011).

3.3. Segunda fase do programa

Com a prorrogação da primeira fase do Proinfa para dezembro de 2011, a segunda fase deverá ter início em 2012 e, desde que os prazos sejam cumpridos, seu encerramento será em 2032.

De acordo com a lei que regulamenta o programa, o objetivo principal desta segunda fase é garantir que as fontes alternativas contempladas (eólica, biomassa e PCH) respondam por 10% do consumo anual de energia elétrica num prazo de vinte anos. Para tal, a Eletrobras celebrará contratos de compra de energia por vinte anos com preço equivalente ao valor

¹³ Destes vinte, ao menos nove empreendimentos estão com processos administrativos de rescisão em trâmite. São eles: UTE Brasilândia, UTE Energia Ambiental, UTE Santa Olinda / Sidrolândia, UTE Sonora, UTE Nova Geração, UTE Winnimport, UTE Ecoluz, UTE Ceisa e PCH Cachoeira Grande (Eletrobras, 2009).

econômico de cada fonte - o cálculo será realizado de modo semelhante ao utilizado na primeira fase.

As referidas fontes deverão atender o mínimo de 15% do incremento anual da energia elétrica a ser fornecida ao mercado consumidor nacional, compensando-se os desvios verificados entre os potenciais previstos e realizados de cada exercício no ano subsequente.

Os procedimentos de seleção de projetos serão semelhantes aos praticados na primeira fase, ressaltado que, para esta etapa, o índice de nacionalização de equipamentos é de 90% (na primeira fase este índice foi de 60%). A contratação deverá ser distribuída igualmente entre as fontes participantes do programa. Caso uma fonte não ofereça energia suficiente para alcançar sua cota, essa lacuna poderá ser preenchida com projetos provenientes de outras fontes.

Esta segunda fase do programa deverá iniciada apenas ao término da primeira. Entretanto, dados fornecidos pela EPE no Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2020 (presentes na **Tabela 10**) projetam as fontes alternativas como responsáveis por 11,1% da matriz elétrica brasileira já em 2012. Tais fontes irão crescer a uma taxa média de 32,3% ao ano até 2020, quando responderão por 15,9% da oferta total de eletricidade.

Estas projeções sugerem que os objetivos almejados para a segunda fase do Proinfa serão alcançados já em seu primeiro ano de ação, devido em boa parte a fatores decorrentes diretamente da primeira fase do programa. Resta desta forma ao governo a tarefa de manter a participação das fontes alternativas na matriz elétrica acima dos 10% pré-estabelecidos e o índice de nacionalização dos equipamentos em 90%.

Tabela 10 - Expansão da matriz elétrica brasileira por fonte

Fonte	2010		2011		2012		2013		2014		2015		2016		2017		2018		2019		2020	
	MW	%																				
Hidrelétrica ^a	82.939	75,7%	84.736	73,4%	86.741	70,4%	88.966	67,0%	89.856	66,5%	94.053	66,8%	98.946	66,7%	104.415	67,2%	109.412	67,6%	111.624	67,3%	115.123	67,3%
Nuclear	2.007	1,8%	2.007	1,7%	2.007	1,6%	2.007	1,5%	2.007	1,5%	2.007	1,4%	3.412	2,3%	3.412	2,2%	3.412	2,1%	3.412	2,1%	3.412	2,0%
Termelétrica ^b	15.499	14,1%	17.796	15,4%	20.718	16,8%	25.461	19,2%	25.461	18,8%	25.461	18,1%	25.461	17,2%	25.461	16,4%	25.461	15,7%	25.461	15,4%	25.461	14,9%
Alternativas ^c	9.133	8,3%	10.928	9,5%	13.726	11,1%	16.329	12,3%	17.858	13,2%	19.332	13,7%	20.622	13,9%	22.142	14,2%	23.602	14,6%	25.282	15,3%	27.142	15,9%
Total ^d	109.578	100%	115.467	100%	123.192	100%	132.763	100%	135.182	100%	140.853	100%	148.441	100%	155.430	100%	161.887	100%	165.779	100%	171.138	100%
Incremento (Alternativas/Total)	54,1%		30,5%		36,2%		27,2%		63,2%		26,0%		17,0%		21,7%		22,6%		43,2%		34,7%	

^a Inclui a estimativa de importação da UHE Itaipu não consumida pelo sistema elétrico Paraguaio.

^b Gás natural, carvão, óleo combustível, óleo diesel e gás de processo.

^c Biomassa, eólica e PCH.

^d Não considera a autoprodução, que, para os estudos energéticos, é representada como abatimento de carga.

Fonte: EPE (2011b).

3.4. Considerações sobre o Proinfa

O fato de que o Proinfa teve o término da sua primeira fase postergado por três vezes certamente colocou em xeque sua credibilidade frente aos agentes privados do setor elétrico. Entretanto, é necessário observar-se que o contexto político em que o programa estava inserido comprometeu em certo ponto os resultados esperados.

Em 2003, deu-se início no Congresso Nacional a reforma do setor elétrico brasileiro, que dentre outros pontos buscou assegurar a segurança energética, a modicidade tarifária e a inclusão social. Neste momento, diversos atores da sociedade buscaram impor suas vontades, as quais não necessariamente convergiam para um mesmo ideal.

Definido o marco regulatório do setor, o Proinfa pôde ser iniciado. Entretanto, logo ao início do programa, a indefinição acerca dos preços *premiums* (valores econômicos da eletricidade a ser vendida) constituiu um impasse para o andamento do cronograma. Os valores estabelecidos pelo governo através da Portaria n° 45 não agradaram a boa parte dos potenciais produtores, em especial àqueles envolvidos com a geração térmica a partir de biomassa.

Segundo Dutra e Szklo (2008), uma das principais razões para que a biomassa não atingisse sua cota inicial de 1.100 MW foi o baixo valor estabelecido para a compra dessa energia ¹⁴. Os autores afirmam que os preços praticados pelo programa não garantiam a viabilidade econômica destes projetos dados os custos de oportunidade visualizados na indústria sucroalcooleira. Isto ocorre, pois a geração de eletricidade é considerada uma atividade secundária para esta indústria, efetivamente focada na produção de açúcar e etanol. Desta forma, investimentos em plantas geradoras de eletricidade são vistas com receio por investidores do setor.

De fato, se comparados os preços praticados nos últimos leilões específicos, podemos notar que os valores estabelecidos no Proinfa estão aquém da média do mercado. Esta afirmação só não é verdadeira para o caso da energia eólica, que teve como fato relevante a oferta de equipamentos a preços relativamente baixos em função da crise de 2008. No entanto, o fato de o programa ter fechado a cota de 3.300 MW pode confirmar em certa medida a consonância dos preços estabelecidos com a viabilidade econômica dos projetos.

A distribuição regional dos projetos selecionados seguiu a lógica da disponibilidade dos recursos naturais necessários a cada uma das fontes. As usinas eólicas se concentraram no

¹⁴ Como explicitado anteriormente, a biomassa não teve sua cota atingida, de modo que projetos de usinas eólicas e PCHs foram contratados para suprir esta lacuna.

litoral das regiões Nordeste e Sul, correspondendo respectivamente a 57% e 32% do potencial contratado para estas fontes. No caso das PCHs, cerca de 75% do seu potencial remanescente para geração elétrica está concentrado nas regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste (dados do Centro Nacional de Referência em Pequenas Centrais Hidrelétricas)¹⁵, o que explica o fato de 88% dos projetos selecionados para esta fonte provirem destas três regiões. Dos projetos selecionados para gerar energia a partir de biomassa, 65% estão localizados nas regiões Sudeste e Nordeste. A tradição histórica na cultura da cana-de-açúcar pode explicar participação tão expressiva destas duas regiões.

Com a contratação dos projetos, a questão em pauta passou a ser o índice de nacionalização de 60% dos equipamentos utilizados nas usinas. Ao estabelecer tal índice, o governo pareceu não se preocupar com sua factibilidade. À época, apenas duas empresas forneciam equipamentos para geradores eólicos, e a produção destes fornecedores era incapaz de atender a todos os projetos contratados. Com a oferta escassa de equipamentos nacionais, a imposição deste índice foi um dos principais fatores para os recorrentes atrasos no cronograma do Proinfa (Nogueira, 2011).

O estabelecimento do índice de nacionalização em si não pode ser tido como o responsável pelos adiamentos do programa. A falta de políticas específicas de incentivo a criação de uma indústria nacional de equipamentos para as fontes alternativas foi determinante para estes atrasos. Neste sentido, a adoção do índice faria mais sentido se acompanhada por medidas de fomento à criação de uma cadeia nacional de fornecedores de equipamentos e à promoção de atividades de pesquisa e desenvolvimento – incentivando assim a criação de tecnologias nacionais.

Outro fator que impactou negativamente o Proinfa foi a priorização da contratação dos Produtores Independentes Autônomos (PIAs). Com as crescentes incertezas sobre o sucesso do programa e com as dificuldades em se obter financiamento, diversos empreendimentos passaram por mudanças societárias, que atrasaram ainda mais o cronograma pré-estabelecido. A participação direta de empresas do setor elétrico nestes consórcios poderia significar importantes fontes de financiamento e experiência para a elaboração dos projetos, diminuindo os riscos inerentes ao negócio.

A despeito do atraso no cumprimento dos prazos iniciais, o Proinfa teve como principal êxito abrir precedentes para a criação e desenvolvimento de um mercado para as fontes alternativas.

¹⁵ Considera o potencial estimado (ainda não confirmado) e potencial conhecido.

Mesmo que tardiamente, o índice de nacionalização acabou por atrair investidores estrangeiros interessados na produção nacional – viabilizando assim a transferência tecnológica. Empreendedores interessados na geração de energia puderam constatar a viabilidade da produção da energia limpa a um preço competitivo. A experiência do programa foi essencial para o sucesso dos leilões posteriores.

Apesar de ainda não concluída a primeira fase, é possível afirmar que na prática a segunda fase já está em andamento, e em ritmo acelerado. As projeções realizadas no PDE 2020 indicam que já em 2012 o país possuirá 10% da sua matriz elétrica em fontes limpas e a projeção para a realização de leilões extrapola o crescimento relativo destas fontes. Como próxima etapa, o governo precisa fiscalizar a concretização da segunda fase e começar a pensar na sucessão do Proinfa.

Capítulo 4 – Conclusões

Desde a Revolução Industrial, a geração de energia de uma forma geral tem atuado como motor do desenvolvimento de sociedades. O setor energético tem como especificidade técnico-econômica a necessidade de um planejamento estratégico de longo prazo. Logo, os problemas relacionados à oferta futura de energia devem começar a ser solucionados no presente.

Em 2009, o setor elétrico forneceu diretamente 20,9% de toda a energia consumida pelo setor industrial brasileiro (EPE, 2010a). A evolução das tecnologias voltadas à geração elétrica foi sempre balizada pela busca de maior aproveitamento energético, como um meio de aumentar a rentabilidade das firmas. Assim, desde o nascimento deste setor, o modelo brasileiro de expansão da oferta de eletricidade foi baseado na construção de grandes usinas hidroelétricas.

No entanto, um crescente número de pesquisas acerca do impacto destas usinas tem revelado aspectos negativos antes desconhecidos. A mensuração dos impactos sócio-ambientais causados por grandes hidrelétricas tem revelado que, além dos impactos locais (alagamento de florestas nativas, desalojamento de populações indígenas e alteração dos regimes hidrológicos), estas usinas apresentam ainda uma quantidade significativa de emissão de Gases de Efeito Estufa (GEE).

O setor energético é tradicionalmente um grande emissor de GEE. Segundo IPCC (2007), o este setor foi responsável por 25,9% das emissões desses gases provenientes de atividade antrópica entre 1970 e 2004.

Como explicitado no primeiro capítulo, para expandir o parque gerador nacional, o governo conta não só com a utilização de reservas indígenas, parques e florestas, mas também com um potencial estimado do qual não se possuem estatísticas confiáveis. Os constantes embates envolvendo a construção de grandes usinas como Belo Monte nos levam a crer que o cronograma para a entrada em operação de novas usinas deste porte deve sofrer constantes atrasos nos próximos anos. Ainda, em função das exigências ambientais por reservatórios cada vez menores o real potencial das bacias não deverá ser totalmente aproveitado.

Para o setor elétrico especificamente, são basicamente duas as medidas que viabilizam a redução da emissão destes gases, (i) a adoção das fontes alternativas de energia, em detrimento das fontes poluidoras tradicionais e (ii) melhor eficiência energética.

O modelo brasileiro baseado em grandes hidrelétricas é ineficiente na medida em que as longas distâncias entre o grande potencial hídrico brasileiro (Norte) e a maior concentração populacional do país (macrorregião Centro-Sul) incorrem em grandes perdas em linhas de transmissão. Concomitantemente, a obsolescência do parque gerador nacional desperdiça um importante potencial de geração.

Em 2006, foi publicado o estudo ‘Agenda Elétrica Sustentável 2020’ realizado pela Unicamp e encomendado pela WWF com a proposta de sinalizar um cenário sustentável para a expansão do setor elétrico brasileiro na década de 2010. O cenário proposto no estudo projeta que uma capacidade instalada total de 125 GW seja suficiente para suprir a demanda total de eletricidade até o ano de 2020, desde que determinados esforços sejam realizados no sentido de uma maior eficiência energética. Por sua vez, o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2020, realizado pela EPE (2011b), projeta que para atender esta demanda, o país deverá contar com 171 GW.

4.1. O papel das fontes alternativas

A pressão de grupos a favor da causa ambiental tem levado à redução do tamanho dos reservatórios em projetos de grandes hidrelétricas. Neste sentido, o caso de Belo Monte é notório, uma vez que a usina terá capacidade de 11.233 MW, mas irá gerar 4.571 MW médios – em períodos de estiagem, esta produção poderá cair para 690 MW médios segundo dados da Confederação Nacional das Indústrias (CNI).

Neste sentido, a adoção das fontes eólica e biomassa parece ser uma medida adequada, uma vez que os regimes dos ventos e da produção de cana-de-açúcar são inversos ao regime hídrico.

As fontes alternativas citadas se adéquam a modelos de geração distribuída, capaz de evitar as perdas incorridas em longas linhas de transmissão. No modelo proposto por Elliot (2000), apresentado no segundo capítulo, é possível antever uma mudança fundamental na dinâmica do setor de energia elétrica em escala global, uma vez que grandes usinas movidas a fontes não renováveis, administradas de forma centralizada numa situação monopolista deverão ceder espaço a pequenos parques geradores de eletricidade a partir de fontes renováveis, com decisões descentralizadas onde o consumidor terá liberdade para escolher a origem da energia que utiliza em seus aparelhos elétricos.

Estas fontes são uma alternativa atraente para a expansão de países com dimensões continentais, como é o caso do Brasil. Soma-se a este fato, a abundância de recursos hídricos, o bom regime de ventos, terras produtivas, e vastas áreas com alta incidência solar. Dentro destas novas premissas, o papel das fontes alternativas deverá ser de suma importância para o desenvolvimento sócio-econômico brasileiro.

Como afirmam Mowery et al. (2010), tecnologias de ruptura tendem a ser vistas com certo receio por parte do setor privado. No caso das fontes alternativas, esta relutância é ainda maior, visto que incorrem em grandes investimentos, com retornos financeiros de longo prazo e preços pouco competitivos (em função de uma tecnologia ainda limitada). A implementação de um empreendimento deste tipo é altamente dependente de agentes externos ao negócio, como no caso da mão-de-obra qualificada, da cadeia de fornecedores e do próprio governo (concessões para atuação).

Assim, o papel governamental é de suma importância no sentido de garantir as condições necessárias para o surgimento de uma indústria robusta. Como explicitado nos capítulos anteriores, estas políticas ocorrem principalmente na forma de subsídios, concessões de crédito e estabelecimento de preços. No caso brasileiro, estes dois últimos mecanismos desempenharam papéis importantes para o avanço das fontes alternativas.

Neste sentido, o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa) constituiu a mais relevante iniciativa governamental durante a década de 2000. O Proinfa foi essencial para mostrar ao setor privado a viabilidade econômica dos investimentos em fontes alternativas. Foi apenas o surgimento desta nova indústria, ainda recente, que possibilitou o sucesso dos leilões específicos que se seguiram.

É importante destacar ainda o programa Luz para Todos que obteve resultados relevantes ao levar eletricidade à comunidades isoladas. Entretanto, ao resgatar um cunho essencialmente social, o programa não se preocupou com os aspectos econômicos e tecnológicos necessários para a constituição de um mercado sólido com maior participação do setor privado.

Um dos maiores limitantes para a expansão das fontes alternativas são seus incipientes estágios de desenvolvimento tecnológico. Algumas tecnologias são relativamente consolidadas, entretanto a baixa disseminação deste conhecimento desestimula a concorrência e mantém os preços dos equipamentos em altos patamares. Assim, esforços em atividades de P&D são essenciais para que estas tecnologias se tornem mais eficientes e baratas.

4.2. Pesquisa e Desenvolvimento

Periodicamente, a empresa de consultoria Ernst & Young divulga o ‘Renewable Energy Country Attractiveness Indices’ que, por desconsiderar as grandes hidrelétricas como fontes limpas, trata essencialmente das fontes alternativas. O índice mensura a atratividade dos mercados nacionais das fontes alternativas. Para a elaboração deste índice são considerados aspectos relacionados ao risco regulatório, planejamento da expansão (geração e transmissão) e fontes de financiamento.

Em relatório divulgado em novembro de 2011, o mercado brasileiro de fontes alternativas ocupava a décima colocação, com uma pontuação de 50% (o índice varia de 0 – 100). O Brasil situa-se logo atrás da Espanha (ver **Tabela 11**) e é seguido por países como Japão, Dinamarca e Noruega.

Uma das bases do Proinfa consiste na consolidação de uma indústria nacional auto-suficiente, capaz de fornecer recursos necessários para o avanço das fontes alternativas na matriz elétrica brasileira. O programa foi idealizado em duas etapas, nas quais exigia-se que o índice de nacionalização dos equipamentos utilizados pelos empreendimentos beneficiados fosse de 60% e 90% respectivamente para a primeira e a segunda fases. A primeira fase do programa teve seu término adiado por três ocasiões. Como apontam Dutra e Szklo (2008), a incapacidade da indústria nacional de fornecer estes equipamentos – especialmente para a geração eólica –, na quantidade demandada para a instalação das usinas geradoras, foi decisiva para as constantes prorrogações.

A falta de medidas específicas para o avanço produtivo e tecnológico destas fontes no país foi amplamente criticada por diversos agentes envolvidos no setor elétrico. Como afirma Nogueira (2011), atualmente, apenas duas empresas produtoras de equipamentos eólicos possuem fábricas no país e, apesar de outras seis companhias apresentarem interesse de instalar unidades em território nacional, todas elas são basicamente montadoras (ou seja, não portam nenhuma tecnologia efetivamente brasileira). Com uma rede nacional de pesquisa, os preços destes equipamentos certamente seriam reduzidos, os problemas relacionados a especificidades geográficas do país poderiam ser solucionados e o acesso ao crédito seria facilitado - uma vez que a exemplo do Proinfa, diversas agências de financiamento exigem um índice mínimo de nacionalização.

Tabela 11 – Índice de atratividade para energias renováveis

País	Geral	Eólica	Solar	Biomassa / outros	Geo- térmica	Infra- estrutura
1 China	70	76	61	58	51	75
2 EUA	66	66	72	61	67	61
3 Alemanha	65	69	51	65	57	70
4 Índia	63	63	64	59	45	66
5 Itália	58	59	58	53	62	59
6 Reino Unido	57	64	34	57	36	65
7 França	55	58	48	57	33	55
8 Canadá	53	60	32	49	35	63
9 Espanha	51	50	58	46	30	47
10 Brasil	50	53	42	51	23	49
10 Suécia	50	54	30	56	35	55
12 Austrália	47	47	53	42	56	45
13 Romênia	46	51	33	44	41	45
13 Polônia	46	52	30	42	22	47
15 Irlanda	45	53	22	44	24	49
15 Japão	45	45	51	37	46	52
15 Bélgica	45	51	30	38	27	50
15 Coreia do Sul	45	47	43	40	35	41
19 Portugal	44	46	45	39	25	38
19 Dinamarca	44	48	29	45	33	52
21 Holanda	43	48	30	36	21	41
21 Grécia	43	44	46	34	25	32
23 África do Sul	42	44	42	36	33	46
23 Noruega	42	48	21	45	30	51
23 México	42	42	42	38	54	38
26 Finlândia	41	45	20	52	26	47
27 Nova Zelândia	40	46	22	34	51	46
27 Egito	40	41	41	35	25	34
27 Taiwan	40	43	31	35	38	42
30 Turquia	39	41	37	34	41	37
30 Marrocos	39	38	48	35	21	42

Fonte: Ernst & Young (2011).

A iniciativa governamental mais relevante no âmbito de promover a P&D no setor elétrico ocorre através do Programa de P&D do Setor de Energia Elétrica, regulamentado pela lei 9.991 de 2000 e gerido pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Basicamente, ele estabelece que as concessionárias de energia devem aplicar, em caráter compulsório, 0,4%

da sua receita operacional líquida em P&D, recolher 0,4% ao Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT) e outros 0,2% ao Ministério de Minas e Energia (MME) para estudos de pesquisa e planejamento da expansão. Entretanto, empreendimentos em PCHs, biomassa, cogeração qualificada, usinas eólicas e energia solar estão isentos desta obrigatoriedade.

Dados fornecidos pela ANEEL, referentes ao período de 2008 a 2011, apontam que 17,6% deste investimento em P&D é destinado às fontes alternativas de energia elétrica. Cabe ressaltar ainda que, em alguns casos, estes projetos submetidos como atividades de P&D não necessariamente o são segundo os termos definidos em OCDE (2004).

Quando elaborado, o Plano de Ação 2007-2010, elaborado pelo Ministério de Ciência e Tecnologia (MCT), previa diversas ações de fomento à P&D para fontes renováveis. Dentre outras medidas, o plano previa a formação de redes cooperativas de pesquisa, programas de formação de recursos humanos, apoio a projetos relativos ao tema, apoio à infra-estrutura e capacitação laboratorial e apoio a cooperação internacional. Hoje, findo o período previsto no plano, a sociedade carece de um estudo que faça um balanço dos resultados e da assertividade deste documento com relação às fontes alternativas.

A expansão das fontes limpas está diretamente relacionada ao estado da arte destas tecnologias. A afirmação inversa também é verdadeira, uma vez que o crescimento do mercado para tais fontes irá incentivar a pesquisa e o desenvolvimento destas tecnologias. Assim, é possível identificar duas funções básicas para a promoção das fontes alternativas, (i) a criação de um mercado específico e (ii) o direcionamento das atividades de pesquisa (Jacobsson e Bergek, 2004).

Como afirmam Popp e Newell (2011), os gastos públicos em P&D terão efeitos limitados sobre o desenvolvimento tecnológico das fontes alternativas se não forem acompanhados de políticas específicas para redução da emissão de gases de efeito estufa (GEE). Para Mowery et al. (2010), um importante desafio para o estabelecimento de programas governamentais de P&D em energia consiste em identificar onde e como estes investimentos devem ser melhor alocados, a fim de catalisar, complementar e aumentar o investimento privado.

Atualmente, as fontes limpas são pouco competitivas se comparadas às tradicionais usinas térmicas e hidroelétricas, em função principalmente de partirem de uma base de conhecimento tecnológico mais restrita. Assim, como afirmam Popp e Newell (2011), são duas as razões principais para acreditar que as atividades de P&D em fontes alternativas são benéficas para a

sociedade: (i) pouca pesquisa em fontes alternativas tem sido realizada se comparada a outras fontes, assim, o potencial disruptivo destas tecnologias é maior; e (ii) tecnologias relacionadas a energia impactam em todos os setores da sociedade, aumentando a possibilidade de que estas inovações tenham a característica de uma *General Purpose Technologie* (GPT), nos termos colocados em Helpman (1998).

4.3. Considerações finais

É possível afirmar que, dentre as fontes contempladas pelo Proinfa, a eólica é a que se encontra num estágio de desenvolvimento tecnológico mais recente no país. Os fabricantes instalados no país são de origem estrangeira, e a transferência de tecnologia é baixa. Os resultados positivos observados no último leilão (quando a eólica alcançou preços inferiores aos da energia hidrelétrica) só ocorreram devido ao colapso financeiro internacional, que obrigou os grandes fabricantes de aerogeradores a escoarem suas produções para os países de fora do epicentro da crise.

Entretanto, estes fornecedores – como agentes típicos capitalistas – certamente não deixaram de lucrar em suas operações de vendas de equipamentos, o que pode dar uma ideia real do *mark-up* que vem sendo praticado sobre os preços destes produtos. Assim, é correto afirmar que, com a intensificação da concorrência no setor (principalmente com a entrada de produtores chineses), os preços destes equipamentos tendem a cair a níveis muito competitivos.

Como um fator complementar às fontes alternativas, há ainda o debate acerca da expansão da energia nuclear no país. Sem almejar entrar no mérito dos riscos e benefícios desta fonte, devemos considerar as possibilidades de sua utilização na matriz elétrica brasileira. A energia nuclear deve ser vista além das suas funções energéticas e mesmo militares para que se possa pensar no papel estratégico desta tão promissora tecnologia.

Respondendo às questões colocadas ao início deste estudo de forma objetiva, podemos afirmar que as hipóteses estabelecidas foram adequadas nos termos descritos a seguir:

- (i) quando criado, o Proinfa tinha como prazo final para o término de sua primeira fase dezembro de 2006. Cinco anos após este limite, o Governo visualiza o encerramento do programa. Estas constantes prorrogações colocaram em xeque o sucesso do programa, alimentando por diversas vezes a incerteza dos empresários

envolvidos sobre sua efetiva conclusão¹⁶. A falta de clareza sobre a segunda fase do programa, bem como a falta de objetividade no planejamento contribuíram para elevar a incerteza dos agentes. O fato de o PDE 2020 antever o sucesso da segunda fase deve ser visto com ressalvas, uma vez que o planejamento já se mostrou errôneo em outras ocasiões;

- (ii) os preços *premiums* estabelecidos para o programa se mostraram baixos se comparados aos últimos leilões específicos. Particularmente no caso a biomassa, o baixo valor econômico colocado foi determinante para que esta fonte não atingisse sua cota inicial de 1.100 MW. Contudo, o fato de que o programa como um todo pôde contratar os 3.300 MW pré-estabelecidos, evidenciou em certa medida a viabilidade econômica dos preços determinados pelo Governo;
- (iii) diversos autores apontam a indisponibilidade de equipamentos nacionais como um dos principais determinantes para o atraso do Proinfa e para a baixa adesão às fontes alternativas no Brasil de uma forma geral. Não houve esforços no sentido de promover atividades de pesquisa e desenvolvimento de modo conjunto e organizado. Desta maneira, as tecnologias referentes a tais fontes pouco avançaram em âmbito nacional.

Assim, é possível afirmar que a pouca representação das fontes alternativas na matriz elétrica brasileira se deve por uma combinação de fatores políticos e tecnológicos. Quando realizado o planejamento para a expansão da oferta de energia para a década de 2000, a geração limpa não era sequer considerada. Isso ocorreu principalmente devido às incipientes tecnologias empregadas nestas fontes. A inserção das fontes alternativas na matriz elétrica ocorreu num primeiro momento em função da crise de abastecimento de energia em 2001. Estas medidas visavam essencialmente à segurança energética através da diversificação da matriz.

A discussão sobre a reforma do setor elétrico nos dois anos que se seguiram ao apagão foi fundamental para a inserção das fontes alternativas no país. No entanto, a alteração do marco regulatório do setor modificou as bases do Proinfa, atrasando seu início. Deste modo, ao contrário do proposto ao início do texto, se tomarmos a inércia pela qual passava o setor elétrico, é possível afirmar que de fato as fontes alternativas tiveram um desempenho significativo na década de 2000.

¹⁶ Importante lembrar que nove empreendimentos selecionados inicialmente pelo programa buscam na justiça a rescisão dos contratos pré-estabelecidos, e que portanto, não possuem perspectivas de entrar em operação.

Isto, pois, (i) como citado acima, a energia eólica atingiu preços competitivos; (ii) o Brasil é o terceiro maior produtor mundial de eletricidade a partir de biomassa; (iii) agentes internacionais participantes do mercado de energia elétrica tem se voltado cada vez mais para o país; e (iv) em uma década, as fontes alternativas saltaram de uma participação praticamente nula, para cerca de 10% da matriz elétrica nacional.

É verdade que o aproveitamento para geração de eletricidades através de fontes alternativas está muito aquém do seu potencial. Contudo, o resultado observado ao final da década estudada ocorreu em última instância pela aversão ao risco dos agentes estabelecidos no setor. O governo falhou na medida em que não observou as falhas de mercado que emperravam o estabelecimento de uma indústria nacional voltada às fontes alternativas. Nestes termos, podemos observar ausência de políticas de promoção comercial, programas específicos para P&D, educação e qualificação da mão-de-obra. Com desenvolvimento tecnológico robusto, estas fontes teriam atingido sua maturidade comercial muito antes do ocorrido.

Com a crescente preocupação sobre os temas de sustentabilidade ambiental, as fontes alternativas passaram a representar uma via importante para a redução da emissão de GEE. Os crescentes embates acerca das grandes hidrelétricas presentes nos planos de expansão do setor têm constituído entraves para a consolidação do parque gerador nacional, refletindo em constantes atrasos nos inícios das obras.

Um cenário de escassez de recursos energéticos é temeroso na medida em que a economia brasileira se encontra num ciclo de crescimento virtuoso. A perspectiva de um novo apagão no futuro pode comprometer investimentos importantes para o parque produtivo nacional. Por isto, é necessário haver sinalizações claras de que este risco está fora de cogitação, de modo a influir positivamente nas expectativas dos agentes. A segurança do abastecimento é importante ainda como vitrine para os dois grandes eventos esportivos internacionais a serem realizados em 2014 e 2016.

Num cenário onde as hidrelétricas enfrentam problemas com licenciamento ambiental, são três as opções disponíveis para alcançar a demanda futura de eletricidade, (i) fontes alternativas, (ii) eficiência energética e (iii) termelétricas a gás. Esta última opção aparece como alternativa viável em função de seu preço, do seu estágio tecnológico avançado, da rapidez com que pode ser instalada e pela baixa emissão de GEE se comparada com os demais combustíveis fósseis.

O avanço de tais medidas capazes de reduzir impactos sócio-ambientais parece ir de encontro aos interesses de alguns grupos empresariais com importante participação política nas decisões de políticas nacionais. Com a privatização do setor elétrico na década de 1990, grandes construtoras assumiram o controle de diversos empreendimentos em geração de energia. Paralelamente, em âmbito global, a influência de grandes grupos ligados à extração de petróleo sobre o setor elétrico é marcante, dado que seus subprodutos ainda são responsáveis por mais da metade da matriz elétrica mundial.

Deste modo, a presença destes agentes nas tomadas de decisão para construção de grandes usinas garante um viés ao processo de expansão do parque gerador. Por buscarem o lucro individual, muitas vezes os interesses colocados em pauta são contrários à lógica econômica e, portanto negativos para a sociedade.

Ao longo da última década, pôde se comprovar que as fontes alternativas não atendem somente a uma lógica ambiental, mas também aos interesses econômicos da sociedade.

Para que as fontes alternativas possam efetivamente constituir alternativas economicamente viáveis num futuro de incertezas, é necessário amplo apoio ao estabelecimento de uma indústria nacional forte. Como mostrado no segundo capítulo, de acordo com o modelo estabelecido em Elliot (2000), dadas as dimensões continentais do país, a perspectiva de avanço nas tecnologias de Smart-Grid, a grande dependência nacional da hidreletricidade e a forte influência de determinados grupos empresariais na política nacional, as fontes alternativas aparecem como a solução mais adequada para a necessária expansão do parque gerador nacional.

O governo federal parece compreender o importante papel que estas tecnologias deverão desempenhar num futuro não tão distante. Uma vez que os objetivos estabelecidos para a segunda fase do Proinfa deverão se concretizar efetivamente antes do início da segunda fase, resta ao governo não apenas assegurar a concretização destas projeções, mas também promover aumentos quantitativos às metas pré-estabelecidas.

Referências Bibliográficas

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL) **Atlas de Energia Elétrica do Brasil**. Brasília: ANEEL, 2008.

ELETROBRAS **Plano Anual do Proinfa 2011**. Rio de Janeiro: Eletrobras, 2010.

_____ **Plano Anual do Proinfa 2010**. Rio de Janeiro: Eletrobras, 2009.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE) **Plano Decenal de Expansão de Energia 2016**. Brasília: MME, 2005.

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

_____ **Plano Decenal de Expansão de Energia 2017**. Brasília: MME, 2008.

_____ **Balço Energético Nacional 2010**. Brasília: MME, 2010a.

_____ **Plano Decenal de Expansão de Energia 2019**. Brasília: MME, 2010b.

_____ **Balço Energético Nacional 2011**. Brasília: MME, 2011a.

_____ **Plano Decenal de Expansão de Energia 2020**. Brasília: MME, 2011b.

ERNST & YOUNG **Renewable Energy Country Attractiveness Indices**. Londres: EYGM, 2011.

BAGATTOLLI, C. **Política Científica & Tecnológica e Dinâmica Inovativa no Brasil**. 129 f. Dissertação (Mestrado em Política Científica e Tecnológica) – DPCT/IG/UNICAMP, Campinas, 2008.

BAJAY, S.; BADANHAN, L. **Energia no Brasil: os próximos dez anos**. Brasília: MME, 2004.

BRASIL. Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002.

_____ Lei nº 10.762, de 11 de novembro de 2003.

_____ Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004.

_____ Decreto nº 5.025, de 30 de março de 2004.

_____ Portaria nº 45, de 30 de março de 2004.

_____ Decreto nº 5.882, de 31 de agosto de 2006.

_____ Lei nº 11.943, de 28 de maio de 2009.

BRASIL. Lei nº 12.847, de 24 de junho de 2011.

CASTRO, N.; BRANDÃO, R.; DANTAS, C. A bioeletricidade sucroenergética na matriz elétrica. In: SOUSA, E.; MACEDO, I. (Orgs.). **Etanol e bioeletricidade: a cana-de-açúcar no futuro da matriz energética**. São Paulo: Luc Projetos de Comunicação, 2010, p. 136-156.

CAVALIERO, C. **Inserção de mecanismos regulatórios de incentivo ao uso de fontes renováveis alternativas de energia no setor elétrico brasileiro e o caso específico da Região Amazônica**. 284 f. Tese (Doutorado em Planejamento de Sistemas Energéticos) – FEM/UNICAMP, Campinas, 2003.

CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA (CEPEL) **Atlas Solarimétrico do Brasil**. Brasília: MME, 2000.

_____ **Atlas do Potencial Eólico Brasileiro**. Brasília: MME, 2001.

COMITÊ COORDENADOR DO PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DOS SISTEMAS ELÉTRICOS (CCPE) **Plano Decenal de Expansão 2012**. Brasília: MME, 2003.

COMITÊ INTERMINISTERIAL SOBRE MUDANÇA DO CLIMA **Plano Nacional Sobre Mudança do Clima**. Brasília: MMA, 2008.

DUTRA, R.; SZKLO, A. Incentive policies for promoting wind power production in Brazil. **Renewable Energy**, Rio de Janeiro, nº 33 p. 65-76, 2008.

ELLIOT, D. Renewable energy and sustainable futures. **Futures**, nº 32, p.261-274, 2000.

FEARNSIDE, P. As hidrelétricas de Belo Monte e Altamira (Babaquara) como fontes de gases de efeito estufa. **Novos Cadernos NAEA**, Belém, v.12, nº 2 p. 5-56, 2009.

GOLDEMBERG, J. **Energia, Meio Ambiente e Desenvolvimento**. São Paulo: EDUSP, 2008.

GOLDEMBERG, J.; MOREIRA, J. Política energética no Brasil. **Revista Estudos Avançados**, São Paulo, nº 19, p. 215-228, 2005.

HELPMAN, E. **General Purpose Technologies and Economic Growth**. Cambridge: MIT Press, 1998.

INSTITUTO ALBERTO LUIZ COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA EM ENGENHARIA (COPPE) **Emissões de dióxido de carbono e metano pelos reservatórios hidrelétricos brasileiros**. Rio de Janeiro: MCT, 2006.

INSTITUTO DE PESQUISA ECONÔMICA E APLICADA (IPEA) Sustentabilidade ambiental no Brasil: Energia. **Comunicados do IPEA**, Brasília, nº 77, 2011.

INTERGOVERNAMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE (IPCC) **Climate Change 2007: Synthesis Report**. Espanha: IPCC, 2007.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA) **World Energy Outlook 2010**. Paris: OECD/IEA, 2010.

_____ **Electricity Information**. Paris: OECD/IEA, 2011.

JACOBSSON, S.; BERGEK, A. Transforming the energy sector: the evolution of technological systems in renewable energy technologies. **Industrial and Corporate Change**, v. 13, nº 5, p. 815-849, 2004.

KEMP, R.; SOETE, L. The greening of technological progress: an evolutionary perspective. **Futures**, p. 437-457, 1992.

LORA, E.; ANDRADE, R. Biomass as energy source in Brazil. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Rio de Janeiro, nº 13, p. 777-788, 2009.

MEDEIROS, C. **Proinfa: resultados que incentivam**. Agência Canal Energia, 2010.

Disponível em: <http://www.unica.com.br/clipping/show.asp?cppCode=C36F76E8-BEAD-48F6-B3AB-879DD862E6EE>

MENANTEAU, P.; FINON, D.; LAMY, M. Prices versus quantities: choosing policies for promoting the development of renewable energy. **Energy Policy**, Grenoble, nº 31, p. 799-812, 2003.

MINISTÉRIO DA CIÊNCIA E TECNOLOGIA (MCT) **Plano de Ação 2007-2010**. Brasília: MCT, 2007.

MOWERY, D.; NELSON, R.; MARTIN, B. Technology policy and global warming: why new policy models are needed. **Research Policy**, Berkeley, nº 39, p. 1011-1023, 2010.

NOGUEIRA, L. **Estado atual e perspectivas futuras para a indústria eólica no Brasil**. 154 f. Dissertação (Mestrado em Planejamento Energético) – COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, 2011.

ORGANIZAÇÃO PARA A COOPERAÇÃO E DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO (OCDE) **Manual de Oslo**. Rio de Janeiro: Tradução FINEP, 2004.

PEREIRA Jr., A. et al. Strategies to promote renewable energy in Brazil. **Renewable and Sustainable Energy Reviews** Rio de Janeiro, nº 15, p. 681-688, 2011

PEREIRA, O. **Uma matriz elétrica sustentável**. Agência Canal Energia, 2009. Disponível em: <http://www.canalenergia.com.br/zpublisher/materias/imprimir.asp?id72890>

PINTO Jr., H. et al. **Economia da energia**. Rio de Janeiro: Elsevier, 2007.

POPP, D.; NEWELL, R. Where does energy R&D come from? Examining crowding out from energy R&D. **Energy Economics**. 2011. No prelo.

REIS, T. **Emissões de gases de efeito estufa no Sistema Interligado Nacional: Metodologia para definição da linha de base e avaliação do potencial de redução das emissões do Proinfa**. 254 f. Dissertação (Mestrado em Regulação da Indústria de Energia) – Universidade de Salvador, Salvador, 2002.

REQUEIJO, D. The Alternative Energy Sources Incentive Program: Proinfa. **Paper Minerva**, Washington, 2009.

UTTERBACK, J. **Dominando a dinâmica da inovação**. Rio de Janeiro: Qualitymark, 1996.

VARELLA, F.; GOMES, R.; JANNUZZI, G. Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica do Brasil: panorama da atual legislação. In: III CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR, 2010, Belém. **Anais do III Congresso Brasileiro de Energia Solar**. Belém, 2010.

WWF-BRASIL **Agenda Elétrica Sustentável 2020: estudo de cenários para um setor elétrico brasileiro eficiente, seguro e competitivo**. Brasília: WWF-Brasil, 2006.