



**cg ee**

Centro de Gestão e Estudos Estratégicos  
*Ciência, Tecnologia e Inovação*

---



Prospecção Tecnológica

**Mudança do Clima**

## **Estudo 4 - Oportunidades de Negócios em Segmentos Produtivos Nacionais**

Sub-tema – Energia

**Autora**

*Claudia do Valle Costa*

Pesquisadora Centro Clima/COPPE/UFRJ

e-mail: [cvalle@lima.coppe.ufrj.br](mailto:cvalle@lima.coppe.ufrj.br)

**Supervisor**

*Emilio La Rovere*

Coordenador Centro Clima/COPPE/UFRJ

e-mail: [Emilio@ppe.ufrj.br](mailto:Emilio@ppe.ufrj.br)

Rio de Janeiro,  
Junho de 2004



## SUMÁRIO

<b>1. INTRODUÇÃO .....</b>	<b>4</b>
<b>2. OBJETO DO ESTUDO .....</b>	<b>6</b>
<b>3. PANORAMA DO SETOR DE ENERGIA NO BRASIL.....</b>	<b>7</b>
3.1. INICIATIVAS DO GOVERNO QUE CONTRIBUÍRAM PARA AUMENTAR A PARTICIPAÇÃO DAS FONTES ALTERNATIVAS DE ENERGIA E A EFICIÊNCIA ENERGÉTICA .....	9
3.2. RECENTES INICIATIVAS DO GOVERNO BRASILEIRO NA POLÍTICA DO SETOR ENERGÉTICO .....	15
<b>4. LINHA DE BASE DO SETOR ELÉTRICO.....</b>	<b>22</b>
<b>5. POTENCIAL DE PROJETOS ENQUADRÁVEIS NO MECANISMO DE DESENVOLVIMENTO LIMPO .....</b>	<b>25</b>
<b>5.1. FONTES ALTERNATIVAS DE ENERGIA NO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL .....</b>	<b>25</b>
5.1.1. Energia eólica .....	25
5.1.2. Pequenas centrais hidrelétricas .....	26
5.1.3. Biomassa em geral .....	27
5.1.4. PROINFA, 1º. fase - total .....	30
5.2. NO SISTEMA ISOLADO (Universalização do acesso) .....	31
5.3. ÁLCOOL COMBUSTÍVEL .....	36
5.4. BIODIESEL .....	38
<b>6. IMPACTO FINANCEIRO DO MDL POR TIPO DE TECNOLOGIA.....</b>	<b>42</b>
<b>7. BARREIRAS QUE IMPEDEM O APROVEITAMENTO DAS OPORTUNIDADES.....</b>	<b>44</b>
8. BIBLIOGRAFIA .....	46
<b>ANEXO 1.....</b>	<b>48</b>
<b>ANEXO 2.....</b>	<b>50</b>

## 1. INTRODUÇÃO

O Mecanismo de Desenvolvimento Limpo é um mecanismo de flexibilização que surgiu na Terceira Conferência das Partes da UNFCCC, quando da adoção do protocolo de Quioto. O Protocolo determina metas de redução de emissão de gases de efeito estufa para os países desenvolvidos (em torno de 5,2% das emissões de 1990 em 2012). Para que os países desenvolvidos possam atingir essas metas foram criados três mecanismos: Comercio de Emissões, Implementação Conjunta e o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL)

O MDL é o único mecanismo permitido entre países desenvolvidos (que tem metas a cumprir) e em desenvolvimento. Através desse mecanismo é permitido a realização de projetos de mitigação de gases de efeito estufa (GEE) nos países em desenvolvimento (país “hospedeiro”) pelos países desenvolvidos (país “investidor”). Esses projetos geram para o investidor, créditos oriundos do abatimento de emissões (RCEs – Redução Certificada de Emissões) a um custo inferior àquele obtido mediante o abatimento doméstico. No caso do país “hospedeiro” o benefício obtido seria a recepção de um projeto que aumentaria o desenvolvimento local minimizando a geração de problemas ambientais locais.

Portanto, o MDL se configura numa oportunidade para que o Brasil promova o desenvolvimento sustentável e ao mesmo tempo aumente sua capacidade tecnológica e financeira, atraindo recursos para a realização de projetos “limpos” e que não aconteceriam caso não houvessem esses recursos.

Para isso, temos que considerar a “adicionalidade do projeto”. Os projetos MDL além de ter que alcançar reduções de emissão que sejam reais, mensuráveis e de longo prazo relacionados com a mitigação da mudança do clima, a redução de emissões ocasionada pelo projeto deve ser adicional ao que teria acontecido na ausência do projeto. A linha de base (baseline) é a ferramenta utilizada para medir as reduções de emissão e garantir que elas sejam adicionais. A linha de base então se constitui no cenário de referência que mostra as emissões na ausência do projeto. A diferença de emissões ao longo do tempo do projeto entre



a linha de base (cenário de referência) e as emissões com o projeto (cenário com o projeto), nos mostra se o projeto é adicional ou não.

## **2. OBJETO DO ESTUDO**

Esse estudo visa identificar as oportunidades de projetos com maiores probabilidades de enquadramento no Mecanismo de Desenvolvimento Limpo – MDL, para o setor energético em especial biodiesel e álcool e para geração de energia a partir de fontes alternativas como eólica, solar, PCH e biomassa em geral. Posteriormente serão identificadas as principais barreiras que limitam e em alguns casos impedem o real aproveitamento das oportunidades.

### 3. PANORAMA DO SETOR DE ENERGIA NO BRASIL

O Brasil tem uma expressiva participação de fontes renováveis na sua matriz energética. Segundo o BEN (2003) a Oferta Interna de Energia, em 2002, foi de 198 milhões de toneladas equivalentes de petróleo – tep, correspondendo a 2% da demanda mundial. A indústria de energia no Brasil responde pelo abastecimento de 86% do consumo nacional. Os 14% restantes são importados – principalmente petróleo e derivados, carvão mineral, gás natural e, em quantidade menor, energia elétrica.

Tabela. 1 - Evolução da Oferta Interna de Energia

	1970	1980	1990	2000	2002
<b>TOTAL – 10<sup>6</sup> tep</b>	66,9	114,7	141,9	190,6	197,9
<b>Energias Não</b>	41,6	54,3	50,9	59	59
Petróleo e derivados (%)	37,7	48,3	40,7	45,5	43,1
Gás natural (%)	0,3	1,0	3,1	5,4	7,5
Carvão mineral e	3,6	5,1	6,7	7,1	6,6
Urânio e Outras (%)	0,0	0,0	0,4	0,9	1,9
<b>Energias Renováveis</b>	58,4	45,7	49,1	41	41
Hidráulica e eletricidade	5,1	9,6	14,1	15,7	14,0
Lenha e carvão vegetal	47,6	27,1	20,1	12,1	11,9
Produtos da cana (%)	5,4	8,0	13,4	10,9	12,6
Outras (%)	0,3	0,9	1,5	2,3	2,5

Podemos observar que todas as fontes não renováveis apresentaram um aumento, principalmente o petróleo e o gás natural. A lenha e o carvão vegetal foram as fontes renováveis que tiveram o seu uso reduzido, provavelmente pela migração da população rural para as cidades.

Em termos setoriais, o consumo de derivados de petróleo na produção de eletricidade é em torno de 3,8% enquanto o setor de transporte é responsável pelo maior consumo - 48,5%, passando pela indústria, responsável por 14,4% (BEN, 2003).

No setor de transportes, o Programa do Álcool pode ser apontado como um símbolo do esforço do governo brasileiro para atingir a auto suficiência energética. Criado em 1975 por causa da crise do petróleo chegou a abastecer em 1985 cerca de 96% dos carros a álcool. No entanto, problemas relacionados ao aumento do preço do açúcar no mercado internacional e desabastecimento da safra causou desconfiança no consumidor, comprometendo o Programa. Além

disso a redução no preço internacional do barril do petróleo, observada durante a década de 90, e a redução dos subsídios ao programa do álcool, trouxeram problemas financeiros a continuidade do Programa. No ano de 2002 a produção de álcool alcançou 6 milhões de tonelada equivalente de petróleo (tep) correspondendo a cerca de 11,3 bilhões de litros/ano para ser adicionado a gasolina (24%) e abastecer 4,2 milhões de carros a álcool.

Tabela 2 – Consumo de Energia – Setor de Transporte – ano base 2002

Gás natural	1006,9	milhões m3
Óleo Diesel	29.964,1	mil m3
Óleo combustível	784,6	mil m3
Gasolina automotiva	16,116,7	mil m3
Querosene	3.812,2	mil m3
Álcool etílico	11.294,6	mil m3

Na geração de energia elétrica, a participação das fontes renováveis é predominante, graças as grandes hidrelétricas. O uso de fontes alternativas de energia (eólica, solar, PCHs e biomassa) é pequena, apesar do grande potencial.

Tabela 3 - Capacidade Instalada de Geração Elétrica (MME, 2002)

Hidroeletricidade (maior 30 MW)	65.128 MW
Termoelétricas	13.474 MW
- derivados do petróleo	5.652 MW
-Gás natural	6.361 MW
- Carvão mineral	1.461 MW
Nuclear	2.007 MW
Biomassa *	2.556 MW
Pequenas Centrais Hidrelétricas	2.027 MW
Eólica	22 MW
Solar **	15 MWp
Importação (Hidro)	8.000 MW

\* 57% Setor Sucro-Alcooleiro

\*\*PRODEEM 5,8 MWp

Entre 1988 e 2001, a geração de hidroeletricidade registrou crescimento de 3,2% ao ano enquanto que a geração termoelétrica registrou crescimento de 17,4%. Apesar de o sistema interligado nacional utilizar o parque térmico (em sua maior





parte óleo combustível, diesel e carvão) para complementar a geração de eletricidade proveniente das hidrelétricas, a recente disponibilidade do gás natural vem permitindo a construção de geração térmica previstas para operar na base (Mousinho, 2002).

### 3.1. INICIATIVAS DO GOVERNO QUE CONTRIBUÍRAM PARA AUMENTAR A PARTICIPAÇÃO DAS FONTES ALTERNATIVAS DE ENERGIA E A EFICIÊNCIA ENERGÉTICA

O Brasil possui uma longa tradição no uso da hidroeletricidade, configurando-se num dos países que possuem a matriz mais limpa. No entanto, apesar do imenso potencial, a participação das fontes alternativas de energias, compreendidas aqui como solar, eólica, PCH, e biomassa é pequena e sempre tiveram o seu desenvolvimento associado a programas de desenvolvimento técnico nos níveis estadual e federal e para atender as comunidades isoladas e rurais das regiões norte, nordeste e centro-oeste do país. A exceção pode ser feita à energia eólica, em que o governo do Ceará junto com a CHESF e com recursos externos financiou algumas usinas interligadas a rede no Estado do Ceará, e para o bagaço da cana de açúcar, que gera energia para auto-produção, sendo uma pequena parte colocada na rede de distribuição.

Em relação à eficiência energética podemos destacar alguns programas, entre eles o PROCEL – Programa de Combate ao Desperdício de Energia Elétrica e o CONPET – Programa Nacional da Racionalização do Uso de Derivados de Petróleo e Gás natural. Outras agências desenvolveram projetos que merecem destaque, como o RELUZ, estabelecido em 2000, com o qual a Eletrobrás disponibilizou créditos de baixo custo para municipalidades adotarem sistemas de iluminação pública mais eficientes, e o programa Nacional de desperdício de Energia PCDE, que aplicou aproximadamente 70 milhões de dólares no período 2000-2001.

Também o programa do álcool no setor de transporte, cujo objetivo inicial era diminuir a dependência do petróleo, levou a diminuições consideráveis de emissões de CO<sub>2</sub> e outros poluentes.

Abaixo serão descritos os principais programas e incentivos:

- a) **PRODEEM** – O Programa de Desenvolvimento Energético dos Estados e Municípios é um programa do Governo Federal, criado em 1994, com o objetivo de atender às localidades isoladas, não supridas de energia elétrica pela rede convencional, utilizando para isso principalmente a energia fotovoltaica. O suprimento de energia elétrica visava prioritariamente atender unidades comunitárias, como escolas, postos de saúde, associações, bombeamento d' água e outras. Até o momento foram instalados cerca de 5,8 MWp, beneficiando cerca de 900.00 pessoas. Uma das dificuldades desse programa foi relacionado a manutenção dos equipamentos. Desde 2002 o PRODEEM encontra-se em fase de avaliação visando a sua revitalização e reestruturação.
- b) **Luz no Campo** – Criado em 1999 pelo Governo Federal, esse programa tinha como objetivo aumentar a eletrificação rural, através da expansão da rede ou através de outras fontes (renováveis) de energia dependendo da localidade e dos recursos disponíveis. No entanto, apenas conexões a rede foram efetuadas. Isso pode ser devido aos baixos custos de extensão da rede, em média US\$970 por conexão. Até 2002, foram conectados a rede cerca de 1 milhão de consumidores. Estimativas iniciais mostram um investimento da ordem de 1 bilhão de dólares (ou seja US\$ 1000 por cada novo consumidor).
- c) **CCC** – A Conta de Consumo de Combustível (CCC) foi criada para subsidiar a geração de energia elétrica a partir de combustíveis fósseis visando garantir o preço uniforme da energia elétrica fornecida às regiões isoladas. A Lei 9.648/98 estendeu esse subsídio aos projetos de energia alternativa que venham a substituir, total ou parcialmente geração termelétrica a partir dos derivados do petróleo (na sua maioria diesel). A Resolução ANEEL 245/99 regulamentou essa Lei, que estipulou o prazo da CCC para esses projetos de energia alternativa até 2013. Recentemente a Lei 10.438/2002 estendeu esse prazo até 2022. Antes da introdução da CCC, em 1991, cerca de 76% da população da região norte tinham acesso à energia elétrica (IBGE). Em 2002 esse número correspondia a 88,1% e o



consumo de diesel na região era cerca de 745 mil m<sup>3</sup> para uma capacidade instalada de 1.690 MW (ANEEL, 2002). A CCC se configura atualmente como o único instrumento para apoiar as fontes alternativas de energias fora da rede de distribuição, com um orçamento total de 200 milhões de dólares (dólar a R\$ 3,50) (CENBIO,2003) para cobrir o custo excedente da geração de energia em sistemas isolados, No entanto não existem dados suficientes para informar quanto da CCC já foi direcionado para projetos de fontes de energias alternativas em substituição ao diesel.

**d) Programa do Álcool** - Desde que foi lançado em 1975, o Programa do Álcool se configura na maior aplicação comercial da biomassa para produção de energia no mundo. Ele mostrou a viabilidade técnica da produção em larga escala do etanol a partir da cana de açúcar e o seu uso como combustível automotivo. O uso do álcool aconteceu em dois estágios: primeiro como aditivo a gasolina (álcool anidro) e depois como combustível puro (álcool hidratado) nos veículos que tiveram seus modelos adaptados para esse fim. Esse Programa foi uma resposta às crises do petróleo de 1975 e 1979 e uma forma de buscar a autonomia energética do País. O desenvolvimento dessa tecnologia específica conquistou o mercado e a frota nacional de veículos a álcool chegou a ser formada de 85% de veículos movidos a etanol, no final dos anos 80.

Após a queda dos preços do petróleo no final dos anos 80, o uso do álcool como combustível deixou de ser atrativo economicamente. Em 1999, o custo de produção do álcool estava acima do custo da gasolina produzida a partir de petróleo importado (que custava cerca de 20 U\$ o barril – valor este que corresponde a metade do preço do barril do petróleo na década de 80). Esse fato ilustra a principal razão para as dificuldades financeiras do Programa. A produção do álcool, considerando as destilarias no estado de São Paulo, que são mais eficientes, requer que o preço do barril do petróleo seja em torno de 30 U\$ para tornar o álcool competitivo. Além disso, o preço do açúcar no mercado internacional estava mais atrativo e um problema de desabastecimento no ano de 1989 minou a confiança dos proprietários dos veículos movido a álcool, trazendo uma crise para o setor.

Assim, somente com os recentes aumentos no preço do barril do petróleo (a partir de 2000) o álcool se tornou novamente atrativo economicamente. O governo brasileiro aproveitando a situação aumentou a participação do álcool na gasolina de 22% para 24% de forma a reduzir os estoques de álcool. No entanto, enquanto o preço do açúcar estiver mais lucrativo no mercado internacional, torna-se difícil estimular a produção de carros movidos somente a álcool. Atualmente a produção de álcool é de 11,3 bilhões de litros podendo se estender a 16 bilhões de litros sem aumento da capacidade instalada.

O Programa do álcool representou para o Brasil uma economia de divisas da ordem de US\$ 55 bilhões, acumulados em 28 anos, desde 1975 até final de 2003. Contabilizados os juros sobre a dívida externa, esse valor chega a US\$ 118 bilhões, muito significativo quando comparado à dívida externa brasileira, de médio e longo prazos, de US\$ 187,5 bilhões. O Programa foi responsável pela criação de cerca de 1 milhão de empregos diretos e cerca de 200.000 indiretos, na área rural, contribuindo para a fixação do homem no campo (UNICA, 2004).

No que diz respeito às emissões de GEE, cada tonelada de cana de açúcar cultivada para a fabricação de álcool hidratado e álcool anidro combustível economiza, respectivamente a emissão de 0,17 tCO<sub>2</sub> e 0,26 tCO<sub>2</sub>, já contabilizados as emissões desse e de outros gases resultantes do processo industrial de transformação e da queima do álcool etílico na propulsão de motores dos veículos. Esses valores correspondem à cerca de 2,6 tCO<sub>2</sub>/m<sup>3</sup> para o álcool anidro e 1,7 tCO<sub>2</sub>/m<sup>3</sup> para o álcool hidratado (Macedo et. al., 2004)

Recentemente a nova tecnologia dos motores flex fuel, abre nova perspectiva para o álcool combustível. Desde março de 2003, essa nova tecnologia vem ganhando o mercado. De março de 2003 até março de 2004 foram produzidos e vendidos cerca de 94 mil automóveis com tecnologia flex fuel. Esse sistema opera com gasolina, álcool ou qualquer mistura desses combustíveis. Assim um automóvel pode operar com 100% álcool, 100% gasolina ou qualquer proporção de álcool e gasolina, conforme decisão do proprietário do veículo e a disponibilidade e preço do combustível na bomba. Projeções da UNICA (2004) mostram um aumento na produção dos carros flex fuel que corresponderia a 6,3



milhões de veículos em 2010 e a um consumo de álcool da ordem de 18 bilhões de litros.

**e) PROCEL** – O Programa de Conservação de Energia Elétrica foi criado em dezembro de 1985 com o objetivo de reduzir o desperdício de energia elétrica, tanto no lado da demanda (uso da energia no consumo final) como no lado da oferta de energia elétrica (redução de perdas ao longo da geração, transmissão e distribuição). O Programa utiliza recursos da Eletrobrás e da Reserva Global de Reversão - RGR - fundo federal constituído com recursos das concessionárias, proporcionais ao investimento de cada uma. Utiliza, também, recursos de entidades internacionais. O PROCEL estabelece metas de redução de conservação de energia que são consideradas no planejamento do setor elétrico, dimensionando as necessidades de expansão da oferta de energia e da transmissão. Dentre elas, destacam-se:

- Redução nas perdas técnicas das concessionárias;
- Racionalização do uso da energia elétrica;
- Aumento da eficiência energética em aparelhos elétricos.

Se for mantida a estrutura atual de uso da energia, projeta-se uma necessidade de suprimento, em 2015, em torno de 780 TWh/ano. Diminuindo-se os desperdícios, estima-se uma redução anual de até 130 TWh - produção aproximada de duas usinas de Itaipu.

A tabela 4 mostra os resultados alcançados pelo PROCEL, entre 1986-1997.

Tabela 4 – Resultados PROCEL

	1986-94	1995	1996	1997
Investimentos Aprovados(milhões R\$)	33,5	30	50	122
Investimentos efetivo (milhões R\$)	31,5	15,8	19,6	40,6
Energia economizada e geração adicional devido a ações efetuadas no ano	1274	572	1970	1758
Usina de geração de energia equivalente (MW)	300	135	430	415
Redução da energia de pico (MW)	219	103	293	976
Investimentos evitados (milhão de R\$)	600	270	860	830
Notas: a partir de 1995 recursos da RGR incluídos: R\$ 20 milhões em 1995, R\$ 40 milhões em 1996 e R\$ 90 milhões em 1997 A energia obtida a partir da economia de energia e geração adicional considera um fator de capacidade de 56% para hidrelétricas e inclui 15% de perda média na transmissão e distribuição				

Fonte: La Rovere e Americano, 1999

O PROCEL contribuiu significativamente para a redução das emissões de GEE do setor elétrico. Essa contribuição varia de acordo com a fonte de energia utilizada, que varia de ano a ano por causa da altura de água dos reservatórios e conseqüentemente uma maior ou menor utilização das termelétricas para complementar a energia de base fornecida – nos anos 90 a hidroeletricidade supriu mais de 90% da necessidade de energia elétrica no País e sendo assim a quantidade de redução de emissões de GEE é modesta. Em 1997, as emissões de GEE do setor elétrico foram 17 milhões de tonelada equivalente de CO<sub>2</sub>. No mesmo ano, as atividades do PROCEL evitaram cerca de 1,2 milhões de toneladas equivalente de CO<sub>2</sub>.

f) **CONPET** – O Programa Nacional da Racionalização do Uso dos Derivados do Petróleo e Gás Natural foi instituído em 1991, com o objetivo de organizar e operacionalizar projetos voltados para os principais segmentos consumidores de combustíveis fósseis no País estimulando o uso eficiente da energia no transporte, nas residências, no comércio, na indústria e na agropecuária.

O CONPET é um Programa do Ministério de Minas e Energia coordenado por representantes de órgãos do Governo Federal e da iniciativa privada



(grupo coordenador). Cabe à Petrobrás fornecer recursos técnicos, administrativos e financeiros ao Programa. A Gerência de Conservação de Energia, Energia Renovável e Suporte ao CONPET é o órgão da Companhia que exerce a função de Secretaria Executiva do CONPET, sendo responsável por elaborar projetos, operacionalizar as estratégias, promover a articulação institucional e divulgar as ações do Programa. Esta Gerência é ligada ao diretor da área de Gás e Energia que, conforme decreto presidencial, é o Secretário-Executivo do CONPET.

A meta do CONPET é obter um ganho de eficiência energética de 25% no uso dos derivados do petróleo e do gás natural nos próximos vinte anos, sem afetar o nível das atividades dos diversos setores da economia nacional. Para isso, foram definidos como seus objetivos principais:

- Criar uma mentalidade anti-desperdício educando e conscientizando os indivíduos sobre o uso eficiente dos recursos naturais não-renováveis
- Reduzir a emissão de gases responsáveis pela poluição local e global (efeito estufa)
- Estimular a pesquisa e o desenvolvimento tecnológico para introduzir processos tecnicamente mais avançados buscando a eficiência energética
- Contribuir para o aumento da produtividade nos diversos setores consumidores de derivados otimizando custos

Dentre as ações do CONPET podemos citar o Projeto ônibus a gás; Projeto Transportar; e Projeto economizar (maiores informações: [www.conpet.gov.br](http://www.conpet.gov.br)).

### 3.2. RECENTES INICIATIVAS DO GOVERNO BRASILEIRO NA POLÍTICA DO SETOR ENERGÉTICO

O grande marco para o setor elétrico veio em 2002 com a aprovação da lei 10.438 que criou o PROINFA (Programa de Incentivo as Fontes Alternativas de Energia) e estabeleceu a obrigação das concessionárias de energia elétrica na

universalização do acesso. Com a posse do novo governo maior foco foi dado a universalização do acesso e assim foi instituído o programa Luz para Todos. Também para o setor de transporte o biodiesel surge como uma alternativa sustentável no Brasil, para ser adicionado ao diesel, e está sendo amplamente incentivada por esse governo, principalmente o óleo vegetal obtido a partir da mamona, para gerar empregos na região de seca do nordeste.

Abaixo segue uma descrição dessas iniciativas:

- a) Universalização do acesso** – A resolução ANEEL 223/2003, regulamentou aspectos da lei 10.438/2002 e estipulou metas para a universalização do acesso à energia elétrica. As despesas relacionadas a novas conexões a rede ficarão a cargo das concessionárias, e não dos consumidores. Todas as concessionárias devem submeter a ANEEL seus planos e programas para a expansão do acesso a energia elétrica dentro de suas áreas de concessão. As metas foram determinadas considerando o atendimento a todos os consumidores dentro de um prazo que varia em função do atual nível de eletrificação da área de concessão. As metas foram estabelecidas para as áreas de concessão de cada concessionária (tabela 5) e para os municípios (tabela 6). Em caso de conflito a meta mais próxima prevalece.

Tabela 5

<b>Atual nível de cobertura na área de concessão das concessionárias</b>	<b>Metas para a universalização do acesso</b>
>99,5%	2006
>98% e < 99,5%	2008
>96% e < 98%	2010
>80% e < 96%	2013
< 80%	2015

Fonte: ANEEL

Tabela 6

<b>Atual nível de cobertura nos municípios</b>	<b>Metas para a universalização do acesso</b>
> 96%	2004
> 90% e < 96%	2006





> 83% e < 90%	2008
> 75% e < 83%	2010
> 65% e < 75%	2012
> 53% e < 65%	2014
< 53%	2015

Fonte: ANEEL

A Lei 10.438/2002 criou também a CDE – Conta de Desenvolvimento Energético, para promover e acelerar universalização do acesso.

**b) Luz para Todos** – Lançado em novembro de 2003 este Programa tem como objetivo antecipar a meta de universalização para 2008, utilizando os recursos da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE<sup>1</sup> para tal fim. Este programa é coordenado pelo Ministério de Minas e Energia e pela Eletrobrás. O Governo Federal assinou recentemente (no dia 09/06/2004) contratos no valor de R\$ 2,5 bilhões, dos quais R\$ 1,7 bilhões são recursos federais, R\$ 370 milhões são das concessionárias de energia elétrica e R\$ 350 milhões dos governos estaduais. Os recursos federais virão da CDE e da RGR<sup>2</sup>.

Com este investimento serão feitas novas 667 mil ligações, beneficiando 2,8 milhões de pessoas em todo o país e gerando 115 mil empregos diretos e indiretos. A demanda da indústria de equipamentos e materiais está estimada em R\$ 1,7 bilhão. Os contratos com 35 concessionárias de energia elétrica (representando 90% do mercado consumidor rural brasileiro) e uma cooperativa de eletrificação rural (CERTO – Cooperativa de Eletrificação do Vale do Tocantins) foram assinados por meio da Eletrobrás. O acesso à energia elétrica será gratuito para todos os consumidores, que receberão gratuitamente as ligações internas de suas residências.

O Programa pretende ainda aproveitar as potencialidades locais. O atendimento nas regiões isoladas da Amazônia Legal é feito,

<sup>1</sup> Os recursos da CDE serão provenientes dos pagamentos anuais realizados a título de uso de bem público, das multas aplicadas pela ANEEL a concessionárias, permissionários e autorizados e a partir do ano de 2003, das quotas anuais pagas por todos os agentes que comercializam energia com o consumidor final.

<sup>2</sup> RGR – Reserva Global de reversão – gerenciado pela Eletrobrás, é um valor a ser pago pelas concessionárias e permissionárias de energia elétrica (até 2,5%, limitado a 3% da renda anual), e transferida para a tarifa. A RGR é aplicada em várias áreas, entre elas, para promover a eletrificação rural e eficiência energética.

principalmente, por meio de geradores a diesel, a maioria com manutenção precária. A baixa capacidade desses motores e a manutenção insuficiente faz com que o custo médio do MWh fique entre R\$ 600 e R\$ 850, sem contar com a manutenção dos equipamentos. Na região de Alto Juruá, o preço fica entre R\$ 1,1 mil e R\$ 1,6 mil o MWh. O custo médio do MWh pela rede convencional é abaixo R\$ 100,00 (MME, 2004).

- c) PROINFA** – O programa de Incentivo as Fontes Alternativas de Energia tem por objetivo aumentar a participação das energias alternativas no sistema interligado e diversificar a matriz. A primeira fase do Programa contemplará 3.300 MW para entrar em operação até 2006, divididos igualmente entre energia eólica (1.100 MW), biomassa (1.100 MW) e Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCH (1.100MW). Os contratos serão assinados com a Eletrobrás por 20 anos e o custo será pago pelo consumidor final, excluindo-se o consumidor de baixa renda. O Índice de nacionalização exigido para a primeira fase é de 60% entre equipamentos e serviços. Será garantido um desconto de 50% para o acesso a linha de transmissão e distribuição pelos geradores e o preço de compra da energia pela Eletrobrás foi definido como sendo o valor econômico correspondente a cada fonte, tendo como piso 90%, 70% e 50% para eólica, PCH e biomassa respectivamente. A tabela 7 abaixo mostra os valores econômicos adotados (como referência, o preço da geração termelétrica a gás natural é de cerca de R\$ 120,00/MWh e da hidrelétrica entre R\$ 40 – 70,00/MWh):

Tabela 7

Fonte alternativa de energia	Valores Econômicos - R\$/MWh
Pequenas Centrais Hidrelétricas	117,02
Energia eólica	180,18 – 204,35
Biomassa	
Bagaço de cana	93,77
Resíduos de madeira	103,20
Casca de arroz	101,35
Biogás de aterro sanitário	169,08

Fonte: MME, Portaria 45 de 30 de março de 2004



A segunda fase do PROINFA tem como meta assegurar que 15% do crescimento anual do mercado seja atendido pela energia eólica, biomassa e PCH, de forma que, em 2020 essas fontes forneçam 10% do consumo anual de energia elétrica no Brasil. A compra dessa energia será feita através de licitação pública e os contratos serão assinados com a Eletrobrás por 20 anos. O Índice de nacionalização exigido é de 90% e os custos serão distribuídos aos consumidores finais, excluindo-se o de baixa renda. No entanto com a aprovação do Novo Modelo do Setor Elétrico<sup>3</sup>, existem dúvidas se realmente a segunda fase ocorrerá.

O PROINFA foi regulamentado em 30 de março de 2004, e a chamada pública realizada até 10 de maio atraiu cerca de 6.601 MW em projetos, sendo 3.681 MW de eólica, 1.924 MW PCH e 995 MW biomassa. A fase de seleção dos projetos já foi efetuada e agora o PROINFA está na fase de contratação desses projetos.

O decreto 5.025 de março/2004 no parágrafo único, Art. 5º. estabelece que o PROINFA visa a redução de gases de efeito estufa, nos termos do Protocolo de Quioto e na alínea c do Art 16º. que a conta PROINFA, a ser administrada pela Eletrobrás, será composta pelos eventuais benefícios financeiros provenientes do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo. No entanto essa questão precisa ser melhor encaminhada, pois ainda há muita confusão entre os empreendedores e dúvidas no que diz respeito a quem caberia a propriedade dos créditos de carbono.

Além disso, algumas incertezas quanto a adicionalidade podem ser observadas. Se levarmos em consideração que o governo oferece um subsídio para PCHs, eólica e biomassa, então dúvidas poderiam ser levantadas quanto a adicionalidade dos projetos de cada uma das fontes. Por outro lado, se considerarmos o Programa PROINFA como um todo, ele sim poderia ser adicional, uma vez que essas fontes representam um custo a mais para o governo e para os consumidores finais de energia, ou seja existe uma barreira financeira, que justifica a adicionalidade.

---

<sup>3</sup> O Novo Modelo aumenta o papel do governo no planejamento, cria um POOL de energia elétrica, de onde as concessionárias comprarão energia elétrica e torna incerto o papel do produtor independente de energia e o ambiente de contratação da energia fora do Pool.

Para Mousinho (2002), o PROINFA seria adicional uma vez que representa um custo incremental para o país, e existem outras opções tecnológicas mais baratas (que usam combustíveis fósseis). Além disso o fato de ser previsto em lei não garante a sua implementação e a lei é posterior ao ano de 2000, que é o ano estabelecido pelo Protocolo de Quioto como limite inferior para reconhecer projetos mitigadores dos Gases de Efeito Estufa (GEE).

- d) Biodiesel** – O Governo Federal recentemente lançou o Programa Nacional de Produção e Uso do Biodiesel (ProBiodiesel), cujo marco regulatório deverá ser estabelecido até novembro de 2004. Em dezembro de 2003 foi criado por decreto presidencial, a Comissão Executiva do Programa, coordenada pela Casa Civil e integrada por 14 Ministérios. Esse Programa pretende apoiar a produção de biodiesel no país, para ser adicionado ao diesel, e ao mesmo tempo gerar emprego e renda no campo, ampliando de forma sustentável a agricultura local (principalmente na região do semi-árido nordestino, onde o óleo de mamona é o principal insumo para a produção do biodiesel). Assim, numa primeira fase será estimulado o plantio da mamona nas regiões mais pobres do país. Além disso o programa incentivará a produção e a comercialização do biodiesel, visando num primeiro momento adicionar 2% de biodiesel ao diesel, podendo chegar a 5% em 2010. As ações desse programa contemplam: estabelecer a cadeia de plantio, produção e comercialização do biodiesel; garantir a qualidade do biodiesel e estruturar a formação de preços visando à atratividade.

Recentemente o Governo assinou termo de cooperação técnica entre o governo do Piauí, a Brasil EcoDiesel e os Ministérios de Minas e Energia, do Desenvolvimento Agrário e de Desenvolvimento Social e Combate a Fome. O objetivo é a estruturação de um programa de agricultura familiar auto-sustentável e a inserção social. Caberá ao MME promover, incentivar e acompanhar as ações direcionadas a produção e ao uso do biodiesel obtido com o processamento da mamona e captar os recursos necessários



para a produção desse combustível. Esse acordo terá a duração de quatro anos.

Além disso, no Brasil há diversas experiências sobre o uso do biodiesel, oriundo de óleos novos e usados, puros ou misturados ao diesel. Entre elas podemos citar:

- A COPPE/UFRJ apoia a HIDROVEG Indústria Química Ltda, na utilização de óleo de fritura da cadeia Mc Donalds como matéria prima para produção de biodiesel, que é testado em veículos.
- O Ladetel (Laboratório de desenvolvimento de Tecnologias Limpas) desenvolve o projeto do qual obtém o biodiesel por meio da reação química de óleos vegetais com etanol, o álcool extraído da cana de açúcar
- A Embrapa vem desenvolvendo em parceria com a Petrobrás um projeto para desenvolvimento de biodiesel a partir da mamona.
- Na Bahia, a Universidade Estadual santa Cruz transforma óleos residuais (de soja, girassol ou outros), depois de utilizados por restaurantes, para obtenção de biodiesel, utilizando metanol
- A Universidade federal do Paraná realiza testes em carros com biodiesel à base de óleo de soja.

#### 4. LINHA DE BASE DO SETOR ELÉTRICO

Conforme comentado na introdução desse trabalho, todo projeto MDL tem que ser adicional. Para verificar essa adicionalidade é necessária a construção de uma linha de base confiável. No entanto algumas dificuldades existem para se determinar com precisão o coeficiente de emissão de carbono do sistema elétrico nacional. Vários estudos e hipóteses já foram adotados, no entanto fica difícil precisar como se dará realmente a expansão da geração elétrica no Brasil. No entanto uma tendência é observada: Nos cenários futuros existe um aumento da intensidade de carbono na rede de distribuição nacional, principalmente pelo aumento da participação do gás natural na matriz energética.

Em termos regionais, fica mais complicado, pois é necessário saber como foi feito o despacho da energia elétrica e qual a tendência futura de expansão da oferta na região. No entanto podemos dizer que no nordeste, por haver pouca disponibilidade de recursos hídricos, a tendência da expansão da oferta se dará principalmente através de termoeletricas. Nesse caso, a utilização de fontes alternativas de energia contribuiria para a redução das emissões de gases de efeito estufa (GEE) e seria adicional. Se por acaso analisarmos a região sudeste, deve-se levar em consideração as usinas de carvão. Uma análise regional, portanto, pode explorar o melhor método de linha de base ou o mais apropriado para demonstrar o nível de carbono da rede.

Com base nos acordos definidos em Marraqueche o cenário de referência é aquele que representa razoavelmente as emissões antropogênicas, por fonte, de gases de efeito estufa (GEE), que ocorreriam na ausência da atividade do projeto proposto. A linha de base também é definida como o cenário “Business as Usual”, que é o cenário esperado do setor considerando as práticas usuais e as opções economicamente viáveis. O propósito da linha de base é a de fornecer informações consistentes do que ocorreria na ausência do projeto em termos de emissão de GEE, assim como fornecer informações sobre a redução de emissões estimadas do projeto.

Os acordos de Marraqueche estabeleceram três opções de linha base:



- a) Emissões atuais existentes ou históricas;
- b) Emissões da tecnologia que representa a opção economicamente atrativa, levando-se em conta as barreiras ao investimento;
- c) A média de emissões, do setor relacionado à atividade do projeto, referente aos últimos cinco anos, e cujo desempenho esteja entre os 20% melhores de sua categoria.

Para o setor elétrico conectado a rede de distribuição algumas metodologias e abordagens vem sendo discutidas (baseadas no item c, acima), e o painel metodológico do MDL, vem procurando determinar metodologias que possam ser adotadas por categoria de projetos (projetos de pequena escala).

Em geral admite-se que os projetos de pequena escala não deslocarão grandes empreendimentos planejados, ou seja, eles não serão capazes de influenciar as decisões de investimentos relacionados a novas plantas. A quantidade de energia gerada por eles é muito pequena em relação ao total da geração proveniente do parque gerador.

Basicamente, o que o documento de Marraqueche propõe para projetos de pequena escala é a utilização das seguintes metodologias:

- a) A média da “margem operacional aproximada” e a “margem construída”, onde:
  - (i) Margem operacional aproximada é a média ponderada de emissões de todas as fontes geradoras de energia elétrica do sistema, excluindo as fontes hidráulica, geotérmica, eólica, biomassa de baixo custo, nuclear e solar;
  - (ii) Margem construída é a média ponderada de emissões da recente capacidade adicionada ao sistema, definida como as 20% mais recentes ou as 5 mais recentes construídas.
- b) A média ponderada de emissões do mix de geração atual.

Para esse trabalho, será adotada como referência a hipótese de que os novos empreendimentos adicionados ao sistema interligado serão as termoelétricas a

gás natural cujo fator de emissão para 2002 é 442 tCO<sub>2</sub>/GWh<sup>4</sup>, considerando a melhor tecnologia disponível. Assim, será considerado que na margem só terá termoelétrica operando. Essa hipótese é apenas uma referência para este trabalho e maiores estudos vem sendo feitos para se definir com maior precisão o teor de carbono no mix de energia elétrica da rede, conforme comentado anteriormente e que provavelmente apresentará um teor de carbono abaixo do valor adotado para este estudo.

---

<sup>4</sup> Obtido com base na eficiência média de centrais elétricas a gás natural em operação no país em 2002 (MME, 2003)





## **5. POTENCIAL DE PROJETOS ENQUADRÁVEIS NO MECANISMO DE DESENVOLVIMENTO LIMPO**

### **5.1. FONTES ALTERNATIVAS DE ENERGIA NO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL**

#### **5.1.1. Energia eólica**

A capacidade instalada de energia eólica no Brasil é cerca de 23 MW, o que corresponde a uma participação muito pequena na capacidade de energia elétrica total. Esta tecnologia está disponível no Brasil através de algumas empresas internacionais. Segundo a ELETROBRÁS o potencial de energia eólica é cerca de 28.900 MW ao custo de 40 – 84 US\$/MWh. O melhor potencial está concentrado na costa da região nordeste, e em menor escala na costa sul e sudeste do Brasil. No entanto existem alguns locais localizados longe da região costeira, que possuem boa velocidade de vento (7 m/s), como nos estados de Minas gerais e Paraná

O PROINFA pretende adicionar ao sistema interligado 1.100 MW de energia eólica até 2006, o que corresponderia à cerca de 3.850 GWh/ano (considerando fator de capacidade de 40%).

Conforme a hipótese do cenário de referência adotado a energia eólica substituirá termoelétrica a gás natural. Como a geração eólica em 2006 é de 3.850 GWh/ano isso corresponderia a 1,7 milhões tCO<sub>2</sub> evitadas/ano.

Considerando o preço das Reduções Certificadas de Emissões (RCEs), como sendo em torno de US\$ 5,00, teremos no ano 2006 uma receita proveniente do MDL de cerca de US\$ 8,5 milhões. Isso corresponde a cerca de US\$ 2,21/MWh, valor esse muito abaixo do valor necessário para remunerar a energia gerada. No entanto, a receita obtida com os RCEs poderia auxiliar na redução do custo da energia.

A chamada pública do PROINFA atraiu 3.682 MW de projetos de energia eólica. Sendo assim existe um potencial de projetos aguardando condições financeiras favoráveis para sair do papel.

Segundo Nascimento et.al. (2003), a energia eólica encontra-se próxima para alcançar o custo marginal de expansão projetado para US\$ 34/MWh nos próximos 10 anos. A situação de competitividade seria obtida nos melhores sítios, utilizando tecnologia de custos de implantação abaixo de US\$ 1000/kW. No entanto, as análises econômicas tradicionais não exploram características próprias da situação brasileira de geração predominantemente hidroelétrica, onde a energia eólica teria a possibilidade de complementar a energia de base gerada (devida a complementaridade dos regimes de vento e hidrológicos). Além disso poderiam ser melhor analisados os ganhos associados a geração de ponta e redução de perdas pela injeção de potência nas áreas litorâneas próximas aos grandes centros de consumo.

### **5.1.2. Pequenas centrais hidrelétricas**

Nos últimos anos houve um estímulo a construção de PCHs em todo o território nacional. Como resultado desse esforço, entre 1995 e 2002, entraram em operação aproximadamente 1.000 MW de potência de PCH.

Além disso, os estudos de inventário em análise e aprovados pela ANEEL somam um total de 2.837 MW para aprovação e um total de 4.478 MW aprovados, totalizando 7.316 MW para construção de novos projetos de PCH, mostrando assim um mercado promissor.

Algumas das PCHs já aprovadas pela ANEEL, participaram da chamada pública do PROINFA. Os 1.100 MW correspondem a cerca de 5.780 GWh/ano (fator de capacidade 60%). Considerando a mesma hipótese adotada para a energia eólica, as emissões evitadas seriam de 2,55 milhões t CO<sub>2</sub>/ano, o que corresponderia a uma receita de US\$ 12,77 milhões (RCEs a US\$ 5,00) e a US\$ 2,21/MWh<sup>5</sup>

---

<sup>5</sup> Este valor depende do fator de emissão da rede de distribuição (no nosso caso a linha de base adotada foi as termelétricas a gás natural e portanto será o mesmo para todo empreendimento de energia alternativa no sistema interligado, que considere como linha de base termelétricas a gás natural).



### **5.1.3. Biomassa em geral**

A capacidade instalada de usinas de biomassa operando atualmente, incluindo bagaço de cana de açúcar, casca de arroz e resíduos de madeira, é 2.045 MW, sendo que a maior parte opera na região sudeste. Com relação a novos empreendimentos, existem atualmente mais 163 MW de usinas de casca de arroz e resíduos de madeira em implementação, e cerca de 1.037 MW de bagaço de cana requerendo financiamento no BNDES (CENBIO, 2003).

Estimativa do MME (2004) situa o potencial atual de geração de energia elétrica a partir da biomassa em cerca de 4.000 MW, podendo chegar a 12.000 MW dependendo da tecnologia.

No PROINFA, somente se candidataram a chamada pública, 995 MW de geração de energia a partir da biomassa. Está prevista para setembro próximo a segunda rodada do PROINFA, com o objetivo de completar os 1.100 MW. Principal avaliação do MME com respeito ao setor, seria que a geração de energia elétrica para alimentar a rede de distribuição não seria a atividade fim do setor sucroalcooleiro, e portanto existiria uma inércia inicial e o retorno financeiro teria que ser bem atrativo para vencer essa situação. Além disso alguns problemas técnicos devem ser resolvidos tais como a conexão dessa energia na rede.

Quanto à análise da biomassa será levado em consideração os 1.100 MW, que provavelmente estará completo com a segunda chamada do PROINFA.

Assim, a biomassa no PROINFA será responsável por gerar 6.750 GWh/ano (fator de capacidade 70%), que evitará cerca de 2,98 milhões tCO<sub>2</sub>/ano representando uma receita de US\$ 14,9 milhões. E a redução no custo do MWh, como para as outras fontes, será de US\$ 2,21/MWh.

#### *5.1.3.1. Bagaço de cana de açúcar*

O bagaço é um sub-produto proveniente do processamento da cana de açúcar, cuja quantidade disponível é equivalente a cerca de 25% do peso da cana fresca, e contém um terço da energia da cana. É estimado que existe atualmente no estado de São Paulo 700 MW de geração de energia elétrica de bagaço de cana

para consumo próprio. O contexto atual do setor elétrico abre oportunidades para que o excesso de energia elétrica gerada possa ser colocada na rede de distribuição. Além disso existe a complementaridade com a hidroeletricidade, já que a geração proveniente do bagaço é feita nos meses secos do inverno. Segundo o CENBIO (2003), análise do potencial de geração de excedentes com gaseificador integrado de ciclo combinado, considerando já o suprimento de energia elétrica e térmica a usina de cana de açúcar, indicam valores de 5000 a 8000 MW.

No entanto algumas barreiras existem: A cultura de mercado da indústria de cana de açúcar é baseada em duas “commodities” – açúcar e álcool . Portanto existe necessidade de incentivos extras para investir na produção de eletricidade uma vez que esse produto não pode ser estocado para especulações de preço. Além disso a negociação da venda da energia requer outro tipo de conhecimento, que não faz parte do cotidiano da indústria da cana de açúcar. Assim, a receita obtida com os RCEs, se apresenta como uma oportunidade para algumas indústrias que podem expandir sua capacidade de geração de eletricidade e operar de forma mais racional dentro do novo contexto do setor elétrico.

Os investimentos associados a co-geração nas usinas de açúcar e álcool são bastante diferenciados em função do estágio atual da instalação e também da configuração que se pretende viabilizar. Os níveis de investimentos, normalmente, são apresentados em associação com a capacidade excedente a ser viabilizada, supondo que a instalação de cogeração da usina no momento presente é tal que a condição de auto suficiência está assegurada.

A tabela 8 (Coelho et. al., 2002) apresenta os dados levantados pelo CENBIO, para os custos de investimento. Note que o investimento varia de acordo com a tecnologia, os parâmetros de vapor gerado no processo, e se a eletricidade gerada é somente na época da colheita (safra/0,468) ou durante o ano todo (FC= 0,85).



Tabela 8

Caso	Parâmetro do vapor gerado	Demanda de vapor processo	de Operação/fator de capacidade anual	Excedente elétrico	Investimento estimado US\$/kW (dólar a 3,00)
1	2,2 MPa, 300°C	500kg/tc	safrá/0,468	até 10 kWh/tc	216,00
2	4,2 MPa, 400°C	500kg/tc	safrá/0,468	até 20 kWh/tc	334,00
3	6,0 MPa, 450°C	500kg/tc	safrá/0,468	até 30 kWh/tc	500,00
4	6,0 MPa, 450°C	500kg/tc	safrá/0,468	até 40 kWh/tc	667,00
5	8,0 MPa, 480°C	340 kg/tc	todo o ano/ 0,85	até 126 kWh/tc	834,00

Fonte: Coelho et.al., 2002

Assim, para se ter uma idéia do potencial de mitigação de GEE do bagaço, podemos considerar, a princípio, o potencial de 5.000 MW. A geração correspondente, considerando os diferentes fatores de capacidade e tecnologias, será entre 20,4 – 37,2 TWh. Isso nos dará cerca de 9,0 – 16,4 milhões tCO<sub>2</sub>/ano evitada e a uma receita de US\$ 45 – 82,2milhões/ano.

#### 5.1.3.2. Casca de arroz

O uso e casca de arroz para gerar eletricidade é recente. Em 1996 a primeira termoelétrica utilizando casca de arroz foi implantada em São Gabriel, no Rio Grande do Sul, ao custo de cerca de US\$ 2 milhões, com uma capacidade instalada de 2 MW, representando um custo de investimento da ordem de US\$ 1.000/kW. Atualmente essa usina produz eletricidade suficiente para atender a demanda do processo industrial. O excesso de eletricidade é vendido a concessionária de energia local. Estimativas indicam que existe um potencial no Rio Grande do Sul de 1.200 MW (UNIDO, 2003).

Recentemente foi preparado um estudo de viabilidade técnica e econômica para o FNMA – Fundo Nacional de Meio Ambiente, para verificar a possibilidade de empreendimentos semelhantes poderem se candidatar ao MDL. Foi analisado o possível enquadramento da pequena central termelétrica de cogeração (PCT), de 3 MW de potência instalada, para uma indústria de beneficiamento de arroz da

empresa Urbano Agroindustrial. Esse estudo demonstrou que a geração de eletricidade a partir da casca de arroz é viável tecnicamente e possui bons resultados econômicos e portanto seria um projeto enquadrável ao MDL.

Considerando que o potencial é 1.200 MW, temos que a energia gerada será 6.307 GWh/ano (fator de capacidade de 60%). Portanto serão evitados cerca de 2,7 milhões tCO<sub>2</sub>, que representam US\$ 13,9 milhões/ano (RCEs = US\$ 5,00).

É importante ressaltar, que esses cálculos foram obtidos utilizando como linha de base às termelétricas a gás natural. No entanto na maioria dos empreendimentos, a linha de base para esse caso deve considerar o metano emitido, caso a casca de arroz seja depositada em aterro sanitário, ou enterrada; e também o fato de que muitas dessas indústrias utilizam geradores diesel para firmar a energia no horário de ponta. Portanto, analisando caso a caso, o potencial de mitigação de gases de efeito estufa, para esta tecnologia, pode ser ainda maior.

#### **5.1.4. PROINFA, 1º. fase - total**

Considerando que a segunda fase do PROINFA não ocorrerá, vamos imaginar que a geração de eletricidade através das fontes alternativas de energia será constante, até 2022. Portanto, a partir de 2006 (quando os empreendimentos contratados pelo PROINFA entrarão em operação) teremos cerca de 16.380 GWh/ano (somando-se a geração das três fontes). Esse valor representa 7,2 milhões tCO<sub>2</sub>/ano. Considerando todo o período temos: 115,8 milhões tCO<sub>2</sub> / ano, o que nos daria uma receita total de US\$ 579 milhões no final do período de 2006 - 2022.

Para comparação, o investimento total do PROINFA 1º. fase é estimado em R\$ 8,6 bilhões (ou US\$ 2,46 bilhões, com o dólar a R\$ 3,50) (MME,2004).

#### **c) PROINFA, 2º. fase**

Apesar de haverem incertezas quanto a segunda fase do PROINFA, faremos um cálculo rápido para determinar quanto seria evitado de CO<sub>2</sub>, caso ela ocorra.

É projetado um crescimento anual do mercado de energia elétrica em torno de 5% ao ano, efetuado pelo governo anterior (MME,2002). Deste crescimento, 15% da

demanda deveria ser atendida pelo PROINFA 2<sup>o</sup> fase. Isto acarretaria uma expansão das fontes alternativas de energia de 16.380 GWh em 2006 para 77.700 GWh em 2022. Imaginando-se a hipótese de que a participação das três fontes (eólica, biomassa, PCH) serão iguais, as emissões evitadas no último ano do PROINFA, em 2022 seriam de 34,3 milhões tCO<sub>2</sub>/ano. Calculando as emissões referentes ao período 2006 - 2022 temos um total de 350 milhões tCO<sub>2</sub> evitado, correspondendo a US\$1,75 bilhões (RCEs a US\$ 5,00).

## 5.2. NO SISTEMA ISOLADO (Universalização do acesso)

Na maioria das regiões rurais ou isoladas, o atendimento da demanda se dá através da instalação de pequenos geradores a diesel. Essa forma de energia apresenta uma série de dificuldades tais como distância no transporte do diesel (que encarece o diesel), e geração ineficiente.

Segundo o IBGE (2000), cerca de 11 milhões de pessoas não tem acesso a energia elétrica, o que, segundo estimativas do governo federal, representaria 2,7 milhões de famílias (MME, 2003).

Estimativas do Ministério de Minas e Energia baseadas no censo de 2000, apresentam os seguintes dados para o acesso a energia elétrica, conforme tabela 9:

Tabela 9

Região	Urbana	% da população da região sem acesso a energia	Rural	% da população da região sem acesso a energia
Norte	78.068	3,5	464.449	56,1
Nordeste	264.644	2,9	1.119.783	32
Sudeste	267.855	1,3	144.121	7,7
Sul	106.499	1,6	137.283	10
Centro-Oeste	57.290	1,9	76.375	17,5
<b>Brasil - total</b>	<b>774.355</b>	<b>1,9</b>	<b>1.942.012</b>	<b>24,3</b>

Fonte: Estimativa do Ministério de Minas e Energia baseado no censo 2000 e PNAD 2001 – Pesquisa Nacional por Amostra de Domicílio, levando em consideração os resultados do Programa Luz no Campo

Podemos observar que a região norte possui mais da metade da sua população sem acesso a energia elétrica e o nordeste possui a maior quantidade de domicílios sem esse serviço, representando 32% da população da região. No entanto esses dados demonstram apenas o acesso a luz elétrica sem dizer respeito ao tipo de fonte ou qualidade do serviço.

Dados do IBGE mostram que em 1991 cerca de 76% da população rural e urbana da região norte tinham acesso a energia elétrica. Em 2002 esse valor correspondia à cerca de 88,1%, em média. Isso demonstra que a CCC, conforme comentado anteriormente no item 3.1, mostrou ser um instrumento eficiente para subsidiar o diesel.

Tabela 10

<b>Acesso a energia elétrica da população rural e urbana na região norte e Brasil, 1991</b>			
Estado	Urbana (%)	Rural(%)	Total (%)
Acre	95	13	70
Amazonas	96	16	79
Amapá	94	42	89
Pará	91	37	71
Rondônia	90	20	68
Roraima	97	30	82
Média da região	92	54	76
BRASIL	97	49	87

Fonte: IBGE, 1991

Tabela 11

<b>Acesso a energia elétrica da população rural e urbana na região norte e Brasil, 2002</b>			
Estado	Urbana (%)	Rural (%)	Total (%)
Acre	98,5	32,6	80,4
Amazonas	97,8	27,2	85,4
Amapá	99,3	52,0	95,6
Pará	97,6	39,0	82,2
Rondônia	98,5	58,8	85,7
Roraima	98,9	42,4	88,6
Média da região	98,5	48,6	88,1
BRASIL	98,8	73,2	94,8

Fonte: MME, 2003 (informação pessoal – Secretaria de Desenvolvimento Energético, 2003)



Segundo dados da ELETROBRÁS, em 2002 a geração de eletricidade em sistemas isolados correspondia a 2.407 GWh e a média de consumo de diesel em torno de 3,3 MWh/1000 litros. Assim, fazendo os cálculos, o consumo de diesel em 2002 foi 729 milhões de litros. A partir de 1999 a CCC passou a subsidiar energia alternativa que viesse a substituir geração a diesel, nos sistemas isolados. No entanto não existem dados suficientes para saber quanto da CCC já foi direcionado para projetos de energias alternativas na região.

Portanto, para a linha de base no sistema isolado, a hipótese adotada será o atendimento da demanda a base do diesel, que possui um fator de emissão de 866 tCO<sub>2</sub>/GWh<sup>6</sup>,

Para a demanda a ser atendida no sistema isolado consideraremos os dados da tabela 9 para a região rural, uma vez que podemos dizer que os domicílios localizados na região urbana tenderão a ser eletrificados a partir da extensão da rede de distribuição. Além disso, desse valor de 1.942.012 domicílios, consideraremos que as regiões sul e sudeste tenderão a ser eletrificadas por outra fonte de energia que não o diesel, ou mesmo por extensão da rede. Assim, consideraremos sistemas isolados os domicílios rurais da região norte, nordeste e centro-oeste, com um total de 1.660.607 domicílios a serem eletrificados, cuja linha de base é a geração de energia através do diesel.

A tabela 12 mostra os cálculos para a linha de base (consumo de diesel que será necessário para atender a demanda):

Tabela 12

Sistema isolado – demanda a ser atendida	Consumo médio por domicílio *	geração de energia necessária, MWh	média de consumo de diesel	Litros de diesel consumido
1.660.607	240 kWh/ano (20 kWh/mês)	398.545	3,3 MWh/1000 litros	120.772.000

\* hipótese adotada pelos autores

<sup>6</sup> Obtido com base na eficiência média de geradores diesel em operação no país em 2002 (MME, 2003)

Como o fator de emissão do diesel é 866 tCO<sub>2</sub>/GWh então a emissão correspondente seria 356 mil tCO<sub>2</sub> /ano. Se fossem utilizados fontes alternativas de energia para atender a demanda essa emissão seria evitada e haveria uma receita da venda dos certificados (RCEs) de cerca de US\$ 1,7 milhões/ano, o que representaria US\$ 4,33 /MWh.

Com o valor dos RCEs, mais a CCC, a oportunidade do aumento da participação das fontes alternativas de energia, na universalização do acesso, se torna uma perspectiva viável. Conforme citado no item 3.2 –b, dados do MME indicam que o custo médio do MWh para geradores a diesel em sistemas isolados fica entre R\$ 600,00 e R\$ 850,00 (US\$ 171,00 a US\$ 242,00, dólar = R\$ 3,50), podendo chegar em alguns casos a R\$ 1,6 mil (US\$ 457,00). Esses valores são bem significativos quando comparado ao custo das fontes de energia alternativa. No entanto, vale ressaltar que em algumas comunidades somente se compra o diesel quando existe sobra de dinheiro. Quando não, a comunidade fica simplesmente sem luz. Assim, ao fazer a comparação do custo da energia e do quanto a comunidade precisaria pagar para obtê-la é necessário levar em consideração esse fato.

As fontes alternativas de energia que podem ser consideradas no sistema isolado são:

**Energia Fotovoltaica** – O Brasil apresenta uma das melhores condições para o uso da energia solar, com uma das maiores média de radiação em torno de 230 Wh/m<sup>2</sup>, sendo que no nordeste pode chegar a 260 Wh/m<sup>2</sup>. Embora a tecnologia fotovoltaica venha sendo usada no Brasil nas últimas duas décadas, somente recentemente vem sendo reconhecida como uma opção potencial para localidades longe da rede de distribuição de energia elétrica. O Brasil possui atualmente cerca de 15 MWp sendo que 5,8 MWp são do PRODEEM.

O custo da energia fotovoltaica varia entre 4,00 – 7,00 US\$/Wp. Considerando estimativas de FRAIDENRAICH (2003) para a cidade de Recife (1.930 horas de sol pico anual), com o custo do dinheiro de 8% durante 20 anos e o custo do módulo a US\$ 7,00, temos que o preço da eletricidade fotovoltaica seria em torno de 360 US\$/MWh. Se for considerado um subsídio de 3 US\$/W esse valor cai para 210 US\$/MWh.



No entanto vale ressaltar que somente a instalação dos sistemas fotovoltaicos não é suficiente para garantir a operação e manutenção dos módulos. É necessário treinar pessoas da própria comunidade para cuidar da operação dos módulos e oferecer assistência técnica de longo prazo.

**Biomassa** – Nos sistemas isolados quase todas as fontes de resíduos proveniente da agricultura (casca e outros), resíduos florestais e pequenos pedaços de madeira podem ser usados como combustível para gerar eletricidade com as tecnologias disponíveis no país, incluindo gaseificação e ciclo de vapor de pequena escala (maior que 200 kW). Existem alguns protótipos em desenvolvimento no país de forma a ajudar a identificar e minimizar os problemas técnicos dos sistemas de pequena escala. Existe um projeto sendo desenvolvido no estado de Rondônia para testar a tecnologia do ciclo a vapor de pequena escala, e um outro na Vila Aquidaban, no Amazonas para testar um sistema de gaseificação, utilizando casca de cupuaçu. O sistema pretende fornecer energia para a produção de polpa congelada de cupuaçu, adicionando valor à produção e melhorando as condições de vida da população.

O potencial avaliado pelo CENBIO (2000) para biomassa em sistemas isolados é em torno de 170 MW com um custo de instalação de 1.150,00 US\$/kW e custo de geração de US\$ 38,68/MWh.

Vale ressaltar que a falta de informação sobre o potencial de biomassa em sistemas isolados ainda é um problema no Brasil.

**Óleos vegetais** – Outra imensa oportunidade a ser desenvolvida é a geração de eletricidade através de óleos vegetais in natura. Embora a recente expansão da cultura da soja tenha pressionado as áreas de florestas, existem opções sustentáveis a ser considerada, principalmente em comunidades isoladas.

A região amazônica tem um grande potencial de produção de plantas oleaginosas e condições de solo e clima favoráveis. Como exemplo, uma planta-piloto de geração de energia utilizando óleo de palma foi instalado no estado do Pará, na Vila Soledade, uma comunidade distante cerca de 100 km da cidade de Moju. Até então a eletricidade era gerada por um gerador a diesel ineficiente, que operava somente 3 horas/dia. Em 2003 um novo equipamento foi instalado e adaptado para operar com produção local de óleo de palma.

Dentre os benefícios alcançados podemos incluir, iluminação noturna nas escolas, a aquisição de dispositivos eletrônicos, o aumento do fornecimento de energia e a redução de falhas técnicas no sistema. Esses benefícios foram alcançados devido a possibilidade do uso de óleos vegetais para gerar energia elétrica, uma vez que a comunidade não podia pagar pelo diesel.

Dados do CENBIO (2000), mostram que atualmente existem cerca de 0,2 MW instalados e existe um potencial de 36 MW a um custo de instalação de US\$ 235,00/kW e custo de geração de US\$ 88,00/MWh.

**Pequenas Centrais Hidrelétricas** – A construção de PCHs se configura numa alternativa interessante para algumas localidades isoladas. Existem algumas PCHs em operação na região norte, que com o subsídio da CCC se viabilizam economicamente. No entanto não existe uma estimativa adequada do potencial de PCHs nos sistemas isolados. De acordo com a Eletrobrás, PCHs representam um potencial de 9.456 MW, de maneira geral. Este valor pode ser bem mais alto considerando que existe ainda falta de informação sobre possíveis potenciais. Segundo dados do CENBIO o custo de instalação para PCHs em áreas isoladas é em torno de US\$ 904,00/kW.

### 5.3. ÁLCOOL COMBUSTÍVEL

A oportunidade do álcool combustível como um projeto MDL depende da variação do preço do barril do petróleo no mercado internacional. Conforme citado anteriormente o preço do barril do petróleo teria que estar acima de US\$ 30 para tornar o álcool competitivo, considerando-se as destilarias mais eficientes. Assim se o preço do barril do petróleo for abaixo de US\$ 20, existiria então uma barreira financeira para o aumento da produção de álcool no país. Nesse caso, a receita obtida com a venda de créditos de carbono poderia ser uma alternativa, que ajudaria na formação de preço do álcool ao consumidor final. Também o preço do açúcar no mercado internacional influi de forma significativa na quantidade de álcool a ser produzida. Para o álcool anidro, não existem razões para se supor que ele deixará de ser produzido, e portanto faz parte do cenário de referência.



Para o álcool hidratado, novo fôlego foi dado com a introdução dos carros Flex Fuel no mercado brasileiro. Previsões da UNICA mostram um aumento na produção desses veículos que correspondem a cerca de 6,3 milhões de unidades em 2010 e a um consumo de álcool da ordem de 18 bilhões de litros. Atualmente a produção de álcool é de 11,3 bilhões de litros, sendo 4,6 bilhões de litros, álcool hidratado. Assim existe uma demanda futura, que dependendo das condições de mercado pode ocorrer ou não. Portanto a possibilidade do álcool combustível como um projeto MDL, depende das barreiras que existem para produzir álcool suficiente para atender a frota de veículos Flex Fuel. Além disso o aumento da área plantada para aumentar a produção demonstraria a adicionalidade do projeto nesse caso.

Assim, a possibilidade do álcool combustível como um projeto MDL, para a iniciativa privada estaria no aumento da área plantada visando a uma maior produção de álcool combustível, para alimentar a demanda interna no setor de transporte, em função dos novos veículos Flex Fuel, desde que o atendimento dessa demanda apresente barreiras financeiras e/ou estratégicas para que não aconteça naturalmente no cenário futuro.

De qualquer forma para termos uma idéia do potencial, podemos fazer um cálculo rápido.

Em 2002, a produção de álcool anidro e hidratado foi respectivamente 6,4 e 4,6 bilhões de litros. Vamos considerar o álcool anidro como linha de base e que o seu consumo aumentará cerca de 5% ao ano. Isso nos dará uma produção de 9,4 bilhões de litros de álcool anidro em 2010. Quanto ao álcool hidratado, em 2010 a produção será 8,6 bilhões de litros (18 bilhões – 9,4 bilhões em 2010), cerca de 4,0 bilhões de litros a mais que em 2002.

Considerando que o álcool hidratado evita 1,7 tCO<sub>2</sub>/m<sup>3</sup> teríamos no período de 2005 até 2010 cerca de 28 milhões de tCO<sub>2</sub> evitados. Considerando o preço da tonelada de CO<sub>2</sub> em torno de US\$ 5,00, teríamos uma receita proveniente do MDL em torno de US\$ 140 milhões no período.

O custo de produção de álcool (e&e, 2002) varia em torno de US\$ 680/m<sup>3</sup> a US\$ 280/m<sup>3</sup>, dependendo da quantidade produzida. Considerando um custo médio de US\$ 400/m<sup>3</sup>, no período o custo da produção do álcool seria US\$ 6,27 bilhões.

Portanto, a receita da venda dos créditos de carbono corresponderia à cerca de 2,3% do custo do álcool.

Além disso o aumento da área plantada pode viabilizar oportunidades de negócios na área de exportação, conforme anexo 2.

#### 5.4. BIODIESEL

O Biodiesel é um combustível obtido a partir de óleos vegetais, novos ou usados, através do processo de transesterificação ou alcoólise<sup>7</sup>. É um combustível renovável e portanto alternativa aos combustíveis tradicionais. O uso do biodiesel reduz as emissões de dióxido de carbono, promove o desenvolvimento da agricultura nas zonas rurais, criando empregos. Além disso reduz a dependência energética do nosso país e a saída de divisas pela poupança feita na importação de petróleo e derivados.

Uma das grandes vantagens do biodiesel é sua adaptabilidade aos motores do ciclo diesel quando comparado ao uso de outros combustíveis, como o gás natural ou o biogás, que requerem adaptação dos motores.

A possibilidade do Biodiesel como projeto MDL são bastante significativas. Segundo testes realizados no biodiesel proveniente de óleos vegetais e de fritura a redução de GEE é da ordem de 78% (IVIG, 2003).

O Brasil consome anualmente cerca de 37 bilhões de litros de óleo diesel (30 bilhões de litros no setor de transporte). Em 2005, esse volume subirá para 40 bilhões de litros conforme projeção da ANP. O uso do biodiesel portanto substituiria as importações de diesel e o Brasil ganharia em divisas.

A quantidade de diesel importado é em torno de 6,0 bilhões de litros por ano, que custam cerca de US\$ 1,2 bilhão ao País. A introdução de 2% de biodiesel no setor corresponderia a uma produção de biodiesel de cerca de 800 milhões de litros (MME,2004), gerando uma economia anual de US\$ 160 milhões.

A substituição do diesel pelo biodiesel na proporção de 2%, considerando que o diesel possui uma emissão de cerca de 2,7 t CO<sub>2</sub>/ m<sup>3</sup> (IPCC, 2003), e o biodiesel

---

<sup>7</sup> Esse processo consiste na linearização da molécula tri-dimensional do óleo de gordura, tornando-a similar à do óleo diesel, assim como na redução da acidez e no deslocamento de glicerol pela ação do álcool utilizado



evita cerca de 78% dessas emissões, evitará cerca de 1,7 milhões de tCO<sub>2</sub>/ano. Considerando o preço do certificado de redução de emissões em US\$ 5,00 teríamos uma receita de US\$ 8,5 milhões/ano. Esse valor poderia servir de estímulo financeiro para a produção de biodiesel no país.

É importante ressaltar, que o uso do biodiesel reduz as emissões de enxofre e de material particulado, no entanto aumenta em 0,65% o NO<sub>x</sub> para uma mistura de 5% do biodiesel ao diesel podendo chegar a 13% quando utilizado o biodiesel puro.

A geração de eletricidade a partir do biodiesel também é uma outra possibilidade, principalmente em sistemas isolados e localidades remotas da região Norte, onde se utiliza prioritariamente o diesel, estimulando-se assim soluções regionais de geração de energia elétrica, gerando emprego nessas localidades e permitindo o desenvolvimento da região.

A tabela abaixo apresenta os dados do item 5 de forma sistematizada:

## Oportunidades oferecidas pelo MDL – Energia

	Oportunidade ao MDL	Potencial	energia gerada	t CO <sub>2</sub> evitadas	US\$ ( preço RCEs = US\$ 5,00)	Observações
<b>Sistema interligado – 1º. fase PROINFA</b>	Apresenta incertezas quanto a adicionalidade e a quem pertenceriam os RCEs caso eles venham a ser negociados					
Eólica	1100 MW		3,8 TWh/ano*	1,70 milhões tCO <sub>2</sub> /ano*	US\$ 8,5 milhões, que correspondem a US\$ 2,21/MWh	custo de instalação: eólica: 900 – 1400 US\$/kW
PCHs	1100 MW		5,7 TWh/ano*	2,55 milhões de tCO <sub>2</sub> /ano*	US\$ 12,77 milhões, que correspondem a US\$ 2,21 /MWh	PCHs: 900 US\$/kW
Biomassa	1100 MW <sup>8</sup>		6,7 TWh/ano*	2,98 milhões de tCO <sub>2</sub> /ano *	US\$ 14,9 milhões, que correspondem a US\$ 2,21/MWh	Bagaço: 216 a 834 US\$/kW
TOTAL 1º. fase PROINFA	3.300 MW (considera-se que a 2º. fase não ocorrerá e portanto a geração de eletricidade será constante até 2022).		16, 3 TWh/ano*	7,23 milhões tCO <sub>2</sub> /ano em 2006, correspondendo no período 2006 –2022 a 115,6 milhões tCO <sub>2</sub> evitados	receita MDL por ano a partir de 2006: US\$ 36,17 milhões/ano no período 2006-2022 : US\$ 579 milhões	investimento total do PROINFA : US\$ 2,46 bilhões
TOTAL com 2º. fase PROINFA	Com a Aprovação do Novo Modelo do Setor Elétrico e as novas diretrizes da política existem incertezas quanto a 2º. fase do PROINFA	incremento de 15% do crescimento anual do mercado	77,7 TWh/ano**	no período de 2006-2022: 350 milhões de tCO <sub>2</sub> somente em 2022: 34,3 milhões tCO <sub>2</sub> evitados	Receita MDL total - período de 2006 – 2022 = US\$ 1,75 bilhões de dólares  Somente em 2022 – US\$ 171,5 milhões	Não especifica a capacidade de cada fonte na expansão
Bagaço de cana de açúcar		5.000 MW	20,4 TWh à 37,2 TWh***	9,0 á 16 milhões de tCO <sub>2</sub> evitados/ano	45 a 82,2 milhões/ano de receita MDL correspondendo de 9 a 16 US\$ /kW e a 2,21 US\$/MWh	custo bagaço: de 216 a 834 US\$/kW
<b>Casca de arroz</b>	Esse cálculo leva em consideração somente a geração elétrica (não leva em consideração o potencial do metano evitado)	1.200 MW	6,3 GWh/ano	2,7 milhões de t CO <sub>2</sub>	US\$ 13,9 milhões/ano correspondendo a US\$ 11,58/kW e a 2,21 US\$/MWh	custo de instalação US\$ 1000/kW

<sup>8</sup> Na 1º. fase do Proinfa só foram apresentados 995 MW. Será realizada uma nova chamada pública para completar os 1.100 MW de biomassa

\* Considerando somente o ano de 2006, quando entram em operação os empreendimentos contratados pelo PROINFA

\*\* No final do programa em 2022, considerando primeira e segunda fase PROINFA . Dado retirado da projeção do crescimento da demanda de energia elétrica elaborada pelo governo anterior.

\*\*\* varia de acordo com a tecnologia empregada e fator de capacidade (0,468 ou 0,85)





	Oportunidade ao MDL	Potencial	energia gerada	t CO2 evitado	US\$ (dólares) ( preço RCEs = US\$ 5,00)	Observações
<b>Sistemas Isolados</b>	Universalização do acesso – utilização de fontes renováveis de energia em substituição ao diesel no sistema isolado	1.660.607 domicílios	0,398 TWh	356 mil tCO <sub>2</sub> /ano	US\$ 1,7 milhões/ano correspondendo a US\$ 4,33 / MWh	custo médio dos geradores a diesel= 171 a 242 US\$ /MWh
- Energia fotovoltaica		-				custo: 360 a 210 US\$/MWh
-Biomassa: resíduos de madeira		170 MW			US\$ 4,33/MWh	custo de investimento: US\$ 1.150/kW Geração: US\$ 38,68/MWh
- Óleos vegetais: cupuaçu, mamona		36 MW <sup>9</sup>			US\$ 4,33/MWh	custo: 235 US\$/kW, custo de geração: 88 US\$/MWh
- PCHs		Não existem estimativas de potencial para o sistema isolado			US\$ 4,33/MWh	custo investimento: US\$ 904 /kW
Álcool (combustível)	- aumento da área plantada visando aumentar a produção para atender a frota de veículos Flex Fuel, desde que existam barreiras econômicas e/ou estratégica para que a produção de álcool hidratado não ocorra naturalmente no cenário futuro	Em 2010, cerca de 4,0 bilhões de litros de álcool hidratado a mais que em 2002.  Total de álcool produzido em 2010: 18 bilhões de litros  Álcool anidro é considerado linha de base		Emissões evitadas no período 2005-2010: 28 milhões de tCO <sub>2</sub>  Emissões evitadas em 2005: 2,55 milhões tCO <sub>2</sub>  Emissões evitadas em 2010 : 6,8 milhões de tCO <sub>2</sub>	US\$ 140 milhões no período 2005/2010  Corresponde a cerca de 2,3% do custo de produção do álcool (para um custo médio de US\$ 400/m <sup>3</sup> )	custo de investimento varia entre: US\$ 680/m <sup>3</sup> a US\$ 280/m <sup>3</sup>
Biodiesel (combustível)	- adicionar 2% ao diesel num primeiro momento podendo chegar até 5% em 2010	800 milhões de litros, ( 2% de biodiesel )		1,7 milhões de tCO <sub>2</sub> /ano	US\$ 8,5 milhões com a venda de RCEs Economia de divisas da ordem de de US\$ 160 milhões/ano	

<sup>9</sup> Dados CENBIO

## 6. IMPACTO FINANCEIRO DO MDL POR TIPO DE TECNOLOGIA<sup>10</sup>

Existe consenso de que a venda dos certificados de redução de GEE incrementa a taxa interna de retorno (TIR) dos projetos e ao mesmo tempo pode facilitar o financiamento do projeto devido a um maior fluxo de caixa gerado pela venda dos certificados. O PCF através da experiência adquirida em sua carteira de projetos para o setor de energia elétrica observou que a contribuição da venda de carbono na TIR varia sensivelmente por tipo de tecnologia. Os incrementos mais altos (cerca de 5%) foram obtidos pelos projetos de mitigação de emissão de metano, devido principalmente ao alto poder de aquecimento global deste gás. Portanto, segundo o PCF, o mercado de carbono tem o potencial de revolucionar a gestão final dos resíduos sólidos e de outras atividades geradoras de metano.

A venda de carbono tem um impacto mais moderado nos projetos de energias renováveis tradicionais. O adicional financeiro devido a venda de certificados nesses projetos tem variado de 2,5 – 5 US\$/MWh, segundo a experiência do PCF. Os maiores valores são obtidos onde o parque de geração elétrica possui alta intensidade de carbono. No caso do Brasil o valor obtido através deste estudo foi 2,21 US\$/MWh em função de ter sido adotado como linha de base a geração termoelétrica a gás natural, no entanto esse valor tende a ser ainda menor devido a participação das hidroelétricas na matriz de energia elétrica.

O quadro abaixo mostra a contribuição financeira devido a venda dos RCEs por tipo de projeto.

Tecnologia	Aumento percentual da TIR
Eficiência energética	2%
Energia eólica	0,9 – 1,3%
Hidroelétricas	1,2 – 2,6%
Bagaço	0,5 – 3,5%
Biomassa com mitigação de metano	até 5,0%
Resíduos sólidos municipais com captura de metano	> 5,0%

Fonte: PCF, 2002

<sup>10</sup>Esta seção foi baseada no estudo “El Mercado de carbono en América Latina y el Caribe: balance y perspectivas”, Eguren L., 2004



Outro impacto financeiro importante da venda de certificados é a melhora do fluxo de caixa que pode contribuir para facilitar o financiamento, uma vez que a moeda transacionada é o euro ou o dólar (que são moedas fortes) e estão respaldadas por empresas e governos, o que diminui o risco cambial.

Portanto, no caso brasileiro, baseado na experiência do PCF e nos resultados obtidos no item 5, podemos dizer que dentre os potenciais analisados para geração de eletricidade, os projetos de eletrificação rural apresentam as melhores oportunidades, devido ao alto teor de carbono contido no óleo diesel. Dentre essas oportunidades podemos citar os resíduos de madeira, os óleos vegetais e as PCHs. No sistema interligado a cogeração com o bagaço de cana, apresenta o melhor potencial, seguido pelas PCHs, casca de arroz e em alguns casos (considerando os melhores sítios) a energia eólica.

Em relação ao álcool combustível e ao biodiesel, uma vez caracterizada a adicionalidade, apresentam elevado potencial de redução de emissões oferecendo boas oportunidades de enquadramento no Mecanismo de Desenvolvimento Limpo.

---

## 7. BARREIRAS QUE IMPEDEM O APROVEITAMENTO DAS OPORTUNIDADES

Algumas barreiras que dificultam os projetos MDL são:

- a) Os projetos MDL possuem alto custo de transação. Sendo assim somente projetos que são suficientemente grandes em geração de certificados podem cobrir os custos de transação;
- b) Não existe uma linha de base no nível nacional e regional, assim como para a área de concessão das empresas de energia elétrica, para permitir que os projetos tenham credibilidade junto ao “Executive Board” do MDL ao demonstrar a adicionalidade. Alguns estudos vêm sendo elaborados, mas é necessário que se obtenha dados do despacho da energia elétrica e da configuração do setor elétrico nacional. Assim uma ação coordenada de várias instituições, como ONS e Eletrobrás, permitiria o levantamento desses dados.
- c) Um dos problemas observados é a necessidade de garantir a adicionalidade dos programas nacionais, como por exemplo do PROINFA. Sendo assim é recomendável que no futuro, todos os programas de eficiência energética e fontes renováveis de energia, quando da regulamentação, estabeleça como um de seus objetivos a redução das emissões dos GEE.
- d) É preciso também ser melhor definido e discutido quem serão os proprietários dos créditos de carbono, no caso de programas governamentais, a exemplo do PROINFA. Atualmente, esse fato é o principal questionamento dos empreendedores dos projetos do PROINFA.
- e) Outra barreira identificada é a falta de uma estrutura eficiente para garantir o fluxo dos projetos MDL, em grande número (o que poderá vir a ocorrer em breve).
- f) Dificuldades de se obter financiamento para projetos MDL, devido a atual conjuntura macroeconômica (alta taxa de juros).



- g) Incerteza relacionada ao tratamento que o Banco Central terá em relação aos créditos de carbono – seria um produto ou um serviço ambiental? haveria incidência de imposto?
- h) Ausência de clareza e de conhecimento do potencial de projetos de mitigação pelo setor privado nos seus respectivos setores.
- i) Falta de uma entidade de promoção do MDL para desenvolver capacidades locais e promover a difusão e estudos que conduzam a uma carteira de projetos, de modo a reduzir os custos de transação.
- j) Dificuldades de natureza científica-tecnológica inerentes às fontes alternativas de energia tais como: falta de informação consistente sobre a base de recursos energéticos no nível local, regional e nacional; alto investimento inicial; dificuldades do setor elétrico devido a natureza intermitente da energia; problemas de conexão da energia renovável a rede de distribuição; dentre outras.

## 8. BIBLIOGRAFIA

Goldemberg; Teixeira; e La Rovere,. (2004). Improving Energy Access. The possible contribution of RETs to poverty alleviation” GNESD, International Conference Renewables 2004.

Schaeffer; Cohen; e Costa (2003). Investor Guide Brazil: Clean Development Mechanism, UNIDO.

Werner, K. (2004). Carbon Finance Development Strategy for Brazil

La Rovere et. al. (2003). Country Study: Brazil, Report. The development and Climate Project.

Eguren,L. (2004). El mercado de carbono en América Latina y el Caribe: balance y perspectivas. Serie medio ambiente y desarrollo, CEPAL.

Biodiesel (2003). Áreas e Projetos. IVIG : [www.ivig.coppe.ufrj.br](http://www.ivig.coppe.ufrj.br).

Oliveira, L.; Costa, A. (2003). Biodiesel, uma experiência de desenvolvimento sustentável

Fonseca, Roberto G (2004). Mercado Mundial de Álcool e Flex Fuel. Home page UNICA - [www.unica.com.br](http://www.unica.com.br), Fevereiro de 2004.

Macedo, Isaias.; Leal, Manoel; da Silva, João Eduardo (2003). “Balanco das emissões de gases de efeito estufa na produção e no uso do etanol no Brasil”. Home page UNICA – [www.unica.com.br](http://www.unica.com.br), Abril de 2004.

UNFCCC, (2003). “Recommendation by the panel on baseline and monitoring methodologies (meth Panel)”. Indicative simplified baseline and monitoring methodologies for selected small-scale CDM project activity categories.

UNFCCC, (2004). Project Design Document of Vale do Rosário Bagasse Cogeneration. [www.unfccc.com](http://www.unfccc.com)

UNFCCC, (2004). Project Design Document of Nova Gerar. [www.unfccc.com](http://www.unfccc.com)

Tolmasquin, M. (Organizador) (2003). “ Fontes Renováveis de Energia no Brasil” Cenergia, ed. Interciência, Rio de Janeiro.

Mousinho, T. “ Emissões de Gases de Efeito Estufa no Sistema Interligado Nacional”, Tese de Mestrado. UNIFACS, Salvador.

BEN – Balanço Energético Nacional (2003). Ministério de Minas e Energia.

Nascimento et. al., (2003). Energia Eólica. In: Fontes de Energias renováveis, Tolmasquin, Cenergia, Rio de Janeiro.



Coelho et. al., (2003). Geração de Energia a partir da Biomassa. In: Fontes de Energias renováveis, Tolamasquin, Cenergia, Rio de Janeiro.

Economia & Energia, (e&e) (2002). Dados sobre o álcool combustível, [www.ecen.com](http://www.ecen.com)

Universiabrasil, (2003). Brasil tem vantagens com Biodiesel. [www.universiabrasil.net](http://www.universiabrasil.net)

Documento de Apoio – The Latin America and Caribbean REEEP Meeting, Campos do Jordão, São Paulo, 12 e 13 de Agosto de 2003  
Economia e Energia....

## ANEXO 1

### Carteira de Projetos MDL no Brasil

Projeto	Descrição	Metodologia linha de base	Investimento (milhões de US\$)	tCO2 evitada	Comprador	situação
Biomassa. Vale do Rosário. Cogeração com bagaço	turbogeradores alimentados com bagaço para produzir eletricidade para o sistema interligado, 50 MW	Fontes marginais de geração elétrica na rede para cogeração com bagaço. Meth Panel A		713990	EcoEnergy	Validado
Biomassa. Plantar, Sequestro de carbono e uso de biomassa	Produção de carvão vegetal produzido em floresta sustentável para substituir carvão mineral (coque) na fabricação do aço	tendências históricas	42,40	1514286	PCF	ERPA firmado e validado
Biomassa. Moinho Catanduva de cana de açúcar. Expansão de planta de geração de energia	Caldeira e turbo-gerador para gerar eletricidade adicional de 19,5 MW a partir do bagaço			195984	CERUPT	ERPA firmado
Manejo de resíduos. Projeto de recuperação de gás de aterro sanitário de Tremembé	Captura de gases de aterro sanitário. Uso energético para uso próprio com possibilidade de vender a rede mais tarde	Meth panel em revisão		695880	CERUPT	ERPA firmado,
Biomassa. V&M, projeto de uso do carvão vegetal na	O projeto permitirá continuar com a produção de	Análise das tendências que afetam a economia		5.000.000	IFC Holanda – Carbon Facility	





produção de aço	aço utilizando carvão vegetal, obtido de floresta sustentável	da indústria brasileira de aço. Meth panel C				
Manejo de resíduos. Salvador da Bahia. Projeto de gás de aterro sanitário	Instalar equipamento para captura e destruição do metano. Na segunda etapa espera-se produzir eletricidade até alcançar 50 MW.	Obrigação legal de captura e queima de gases de aterro sanitário definido em contrato público. Meth Panel A		4.607.430	MGM International	Validado.
Hidroeletricidade . Aquarius Hidroelétrica	Hidroelétrica de fio d'água de 4,2 MW de capacidade, conectado a rede			104.594	MGM International	Processo de validação
Manejo de Resíduos. Gás de aterro sanitário Nova Gerar	Captura de gás de aterro sanitário para produzir 20 MW de eletricidade	Análise financeira simplificada para o investimento do projeto, onde "business as usual" é a única outra alternativa plausível. Meth Panel A	9,50	2.500.000	NCDF	Validação
Usina Verde	Construção de uma planta de geração de eletricidade para operar com resíduos sólidos urbanos			153743	SSN	

## ANEXO 2

### Potencial de exportação do álcool

A área atual que corresponde a plantação da cana de açúcar corresponde a 5 milhões de Ha, sendo 80% no centro-sul do País e 20% no norte-nordeste. Existe um potencial de de cerca de 90 milhões de Ha no Cerrado (área total:204 milhões) (UNICA, 2004). No entanto essa expansão apresenta algumas dificuldades entre as quais a diferença do tipo de solo e clima.

A Internacionalização do mercado de álcool combustível é extremamente positiva para o País, Porém, seria necessário que as regras usuais no comércio internacional fossem adotadas. Atualmente há barreiras alfandegárias enormes que inibem a exportação do álcool brasileiro para os Estados Unidos e a Europa.

Além disso, países como China, Índia, Tailândia e Austrália poderão se tornar potências mundiais no setor sucro-alcooleiro.

A Tabela abaixo mostra a internacionalização do uso do álcool (fonte: Unica, 2004)

<b>Países em que o uso do álcool está avançado</b>	
Brasil	China
EUA	África do Sul
Austrália	Suécia
Tailandia	Índia
<b>Países entrantes</b>	
Japão	Colômbia
México	Coréia do Sul
Guatemala	Canadá
Alemanha	Inglaterra

O mercado do álcool em 2002 apresentou os seguintes dados:



<b>Mercado de Álcool em 2002</b>		
Países	Importações (m3)	Exportações (m3)
UE	869.544	798.873
Europa Oriental	960.886	881.005
África	133.839	174.435
Américas	936.962	1.473.835
Ásia	831.162	566.866
Total	2.862.851	3.096.142

A viabilidade comercial do álcool para o mercado externo apresenta as seguintes particularidades, apresentadas por País:

- Para os EUA – A exportação direta do Brasil depende dos preços do álcool nos EUA e no Brasil além da taxa de câmbio. Além disso a chance de entrada do álcool brasileiro no mercado americano depende da eliminação do imposto de importação (US\$ 143,00/m<sup>3</sup>), ou cota tarifária. Os EUA possuem um subsídio federal que atinge o etanol doméstico e o importado, e , possuem também um imposto de importação que anula o efeito do subsídio para o álcool importado. Assim, o álcool de milho dos EUA, embora de custo significativamente maior que o álcool brasileiro, torna-se mais competitivo.
- Para a Europa – O consumo de gasolina no mercado europeu é em torno de 170 bilhões de litros/ano. A demanda projetada para o consumo de álcool é em torno de 2,9 bilhões de litros em 2005 e 8,4 bilhões de litros em 2010. As tarifas de importação giram em torno de 192 Euros/m<sup>3</sup> para o álcool não desnaturado e 102 Euros/m<sup>3</sup> para o álcool desnaturado. A exportação do álcool brasileiro para a Europa depende de futuras negociações entre o Mercosul e a UE.
- Para o Japão – O consumo de combustíveis no Japão é cerca de 60 bilhões de litros/ano de gasolina e 40 bilhões de litros/ano de diesel.

Existe, portanto um mercado potencial para o álcool combustível que poderia ser adicionado a a gasolina: 6 bilhões de litros/ano ou misturado ao diesel: 6 bilhões de litros/ano. O Japão é atualmente um dos países que tem maior preocupação com questões ambientais, principalmente nas questões relativas a mudanças do clima. A legislação atual já prevê 3% de mistura voluntária, o que corresponde a 1,8 bilhões de litro/ano.

- Coréia – A Coréia deverá seguir o exemplo do Japão no que diz respeito a adotar medidas visando a proteção do clima. Existe um mercado potencial para o álcool da ordem de 1 bilhão de litros/ano para ser adicionado a gasolina e 2,9 bilhões/ano para ser adicionado ao Diesel.
- China – A China já se configura no terceiro maior produtor de álcool do mundo com 3,1 bilhões de litros/ano. As matérias primas utilizadas são o milho, mandioca e cana de açúcar. Estudos recentes mostram um potencial do aumento da capacidade de produção em mais 1,2 bilhões de litros/ano. No entanto um dos maiores dilemas hoje na China é a produção de alimento versus energia. Caso o mercado Chinês se direcione para área de alimentos, existe grande potencial de exportação de álcool para a China. Na recente visita do Presidente da republica à China o álcool foi um dos produtos mencionados e inclusive um carro com tecnologia flex fuel foi dado de presente ao Governo Chinês.
- Tailândia – A Tailândia possui uma produção anual de 1,5 bilhões de litros. A matéria primas utilizadas são a mandioca e a cana de açúcar. Atualmente estão investindo no aumento da capacidade de produção com vistas ao atendimento da futura demanda chinesa e japonesa.
- Austrália – A Austrália tem um consumo de gasolina da ordem de 14,8 bilhões de litros/ano, e produção domestica de álcool em torno de 0,17 bilhões de litros/ano. Existe um potencial para o álcool combustível de cerca de 1,48 bilhões de litros/ano. Dentre os



incentivos fiscais adotados temos a isenção total do imposto sobre a gasolina para o álcool doméstico e importado. No entanto entre os principais problemas vigentes atualmente são a falta de infraestrutura de distribuição e a legislação de combustíveis que está sendo revista.

#### Perspectivas:

As melhores perspectivas de mercado externo para o álcool brasileiro se concentram hoje no extremo oriente (Japão e Coréia) e nos EUA, com possibilidades pontuais na UE, China, Índia e Austrália.

O Brasil é o maior e mais competitivo produtor de álcool combustível do mundo. O nosso potencial de exportação é de cerca de 10 bilhões de litros/ano até o final da década. Esse mercado é de cerca de 2 bilhões de dólares/ano. No entanto maior foco deve ser dado ao planejamento da oferta exportável, logística e comercialização externa.