



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 - estudo consolidado

Energia, Resíduos Sólidos, Agronegócios e Florestas

Autora

Claudia do Valle

cvalle@lima.coppe.ufrj.br

CentroClima/COPPE/UFRJ

Orientação

Emilio La Rovere

emilio@ppe.ufrj.br

PPE/COPPE/UFRJ

Rio de Janeiro
Outubro de 2004

Este estudo foi elaborado a partir dos estudos setoriais nos segmentos produtivos nacionais - Energia, Resíduos Sólidos, Agronegócios e Florestas -, conforme descritos abaixo, com o objetivo de identificar as oportunidades referentes as mudanças globais do clima, especialmente no âmbito do Protocolo de Kyoto e a oportunidade de enquadramento no Mecanismo de Desenvolvimento Limpo.

**Energia: Oportunidades de Negócios em Segmentos Produtivos Nacionais:
Sub-tema Energia**

Claudia do Valle e Emílio La Rovere

**Resíduos Sólidos: Aterros Sanitários no Brasil e o Mecanismo de
Desenvolvimento Limpo (MDL): Oportunidades de promoção de
desenvolvimento sócio-ambiental**

Carolina Dubeux,

Luiz Edmundo Costa Leite

Cláudio Mahler e

Luciano Basto Oliveira

Agronegócios: Potencial de Negócios em Agropecuária – Solos e Pecuária

Magda Aparecida de Lima

Florestas:

Thelma Krug – **Oportunidades de Projetos de Florestamento e
Reflorestamento no MDL: algumas reflexões**

Eneas Salati – **Impactos e Oportunidades das Mudanças Climáticas Globais
para Florestas (naturais e plantadas) e a Produção Agro-Pecuária**

Biocombustíveis e Potencial de Exportação do Alcool

Isaias de Carvalho Macedo

Luiz Augusto Horta Nogueira

SUMÁRIO EXECUTIVO

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 Kyoto. 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 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.

O documento de marraqueche, estabelece três opções de linha base:

- a) Emissões atuais existentes ou históricas;
- b) Emissões da tecnologia que representa o melhor curso atrativo, 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.

Portanto, dentro das possibilidades de dados existentes, a elaboração desse estudo levou em consideração, as possíveis linhas de base para cada modalidade de projeto:

- Para projetos que utilizem fontes de energias renováveis – projetos de geração de eletricidade interligados a rede de distribuição e projetos de mitigação de metano – considerou-se as metodologias já aprovadas no Painel Metodológico do MDL (Meth Panel) para calcular a linha de base e o potencial de redução de gases de efeito estufa estufa; para os projetos nos sistemas isolados, considerou-se a metodologia para projetos de pequena escala (apêndice B, anexo II da Decisão 21/CP.8), que considera como linha de base o consumo do combustível da tecnologia em uso ou a que seria usada na ausência da atividade do projeto (no nosso caso o óleo diesel).

- Para projetos de eficiência energética, foi considerado para o PROCEL, os dados do estudo elaborado por La Rovere & Americano (1999), onde é feito uma projeção do consumo de energia elétrica por fonte até 2020 (linha de base) e o potencial de conservação de energia elétrica de acordo com as metas do PROCEL; Para o CONPET foram utilizados o potencial de conservação obtido até o momento, segundo estimativas do próprio CONPET. Nesse caso podemos considerar como linha de base o “não projeto”, ou seja a não existência das atividades do CONPET.

- Para os combustíveis líquidos renováveis (álcool e biodiesel) considerou-se como linha de base a opção natural, pois eles são alternativas ao diesel e à gasolina, respectivamente.

- Para projetos de florestamento e reflorestamento não levou-se em consideração a linha de base, uma vez que para isso teria que ser calculado a remoção líquida da seguinte forma: soma das mudanças nos estoques de carbono nos 5 reservatórios florestais: biomassa acima do solo, biomassa abaixo do solo, serrapilheira, madeira morta e solo orgânico (nem todos esses reservatórios têm que ser considerados na estimativa da remoção. Neste caso, há que se demonstrar que o reservatório excluído não seria uma fonte de emissão (por exemplo, mudanças no carbono do solo) menos emissões de gases de efeito estufa decorrentes da implantação do projeto. Aqui incluem-se a utilização de fertilizantes, queima para preparo do solo etc).

O resumo das oportunidades aqui levantadas podem ser vistos na tabela dos itens 4.6 – Quadro-resumo das oportunidade ao MDL – energia, resíduos sólidos e eficiência energética, para potencial de iniciativas em andamento e tecnicamente viáveis no curto/médio prazo; e 7.6 – Quadro-resumo das oportunidades para projetos de florestamento e reflorestamento, para potencial de iniciativas em andamento e potencial teórico.

Finalizando, o item 9 apresenta a consolidação do potencial e das oportunidades existentes, apresentando a estimativa anual da redução de emissões de gases de efeito estufa (GEE) e a receita anual que poderia ser obtida com a venda dos certificados de carbono no mercad, por modalidade de projeto.

Em síntese, o resultado pode ser visualizado na matriz abaixo. Podemos verificar que para as iniciativas em andamento, o potencial de redução das emissões de GEE é em torno de 63 a 66 milhões t CO₂/ano correspondendo a uma receita de US\$ 304 a 319 milhões/ano. Dentre este potencial, podemos destacar o PROINFA 1^o. fase faltando para isso que sejam dado os passos necessários à creditação do PROINFA junto ao “Executive Board” do MDL. O PROCEL também apresenta um grande potencial, no entanto apresenta incertezas quanto a adicionalidade por ser um programa já existente e com planejamento dentro do setor elétrico.

Para as iniciativas tecnicamente viáveis no curto/médio prazo o biogás de aterro sanitário (Resíduos Sólidos) é um potencial importante e viável a ser implementado, sendo necessário incentivar e aprimorar os mecanismos que tornem possível o aproveitamento desse tipo de projeto. Por causa do potencial de redução das emissões de metano esse tipo de projeto se torna atrativo financeiramente, com a venda das reduções certificadas de Emissões (RCEs). Com efeito, o Brasil já tem dois projetos de captura de metano de aterro sanitário (podendo ou não gerar eletricidade) com metodologia aprovada no Painel metodológico do MDL (Meth Panel) – que perfazem juntos um potencial de 1,41 milhões t CO₂/ano (ver quadro abaixo).

Para os projetos de fontes de energias renováveis conectados a rede de energia elétrica, é preciso definir com maior precisão o coeficiente da rede para podermos avaliar realmente o potencial. Aqui nesse estudo a venda dos RCEs teriam um potencial de receita por unidade em torno de US\$ 1,30 a 2,21/MWh. Este valor é pequeno mas pode ajudar a melhorar o fluxo de caixa do projeto e reduzir o preço do PROINFA na tarifa de energia elétrica ao consumidor final. Já para os projetos dos sistemas isolados o potencial de receitas seria em torno de US\$ 4,33/MWh, em função da linha de base adotada ser a geração termelétrica à óleo diesel.

O potencial de redução de emissões para projetos de florestamento e reflorestamento é bem significativo, mas é preciso atentar para o fato de que o cálculo da redução de carbono para este tipo de projeto, nesse trabalho, não levou em consideração as remoções líquidas, em função da complexidade de cálculo da linha de base, que depende de inúmeras variáveis, conforme comentado anteriormente. Além disso o preço das Reduções Certificadas de Emissão (RCEs) tem variado em torno de US\$ 1,00 a 3,5 / t CO₂ (preços pagos pela Bolsa de Chicago –CCX e Prototype Carbon Fund – PCF, respectivamente), podendo chegar a US\$ 5,00 (valor adotado como referência para este estudo) com a ratificação do Protocolo de Kyoto. Sendo assim se os créditos florestais forem negociados pelo valor mínimo oferecido pelo mercado o potencial de receita por projeto tende a cair. Mesmo assim ainda se configura numa oportunidade interessante, que já está acontecendo, e que deve ser avaliada pelo empreendedor do projeto.



Para os combustíveis líquidos renováveis, o biodiesel apresenta excelentes possibilidades de enquadramento ao MDL, por ser um programa inicial no governo e por existirem barreiras financeiras e estruturais, que justificariam a adicionalidade. De acordo com este trabalho a venda dos RCEs gerados com a substituição de 2% de biodiesel ao diesel nos daria uma receita em torno de US\$ 10,6/m³. Quanto ao álcool, com o preço do barril do petróleo em patamares superiores a US\$ 24, se torna competitivo e portanto difícil de comprovar a adicionalidade.

**Matriz Consolidada das Oportunidades – Energia, Resíduos sólidos,
Eficiência Energética e Florestas**

	GERAÇÃO ELÉTRICA A PARTIR DE FONTES RENOVÁVEIS DE ENERGIA	RESÍDUIS SÓLIDOS URBANOS	EFICIÊNCIA ENERGÉTICA	FLORESTAS	COMBUSTÍVEIS LÍQUIDOS RENOVÁVEIS	TOTAL
Potencial de iniciativas em andamento	4,2 a 7,2 milhões t CO ₂ /ano	1,41 milhões t CO ₂ /ano	54,6 milhões t CO ₂ /ano	2,92 milhões t CO ₂ /ano	-	63 A 66 MILHÕES T CO₂/ANO
	US\$ 21 a 36,2 milhões/ano	US\$ 7 milhões/ano	US\$ 271,2 milhões/ano	US\$ 5,4 milhões/ano	-	US\$ 304 A 319 MILHÕES/ANO
Potencial de iniciativas tecnicamente viáveis no curto/médio prazo	4,54 a 8,94 milhões t CO ₂ /ano	2,19 a 2,30 milhões t CO ₂ /ano	0,154 milhões t CO ₂ /ano	-	2,5 milhões t CO ₂ /ano	9,3 A 13,9 MILHÕES T CO₂/ANO
	US\$ 23 a 32,7 milhões/ano	US\$ 10,9 a 11,5 milhões/ano	US\$ 0,771 milhões/ano	-	US\$ 12,5 milhões/ano	US\$ 47 A 57 MILHÕES/ANO
Potencial teórico de projetos de florestamento e reflorestamento	-		-	47,7 milhões t CO ₂ /ano	-	47,7 MILHÕES T CO₂/ANO
	-		-	US\$ 47,7 a 242,5 milhões/ano	-	US\$ 47,7 A 242,5 MILHÕES/ANO
TOTAL	8,7 A 16,1 MILHÕES T CO₂/ANO	3,6 A 3,7 MILHÕES T CO₂/ANO	54,75 MILHÕES T CO₂/ANO	50,6 MILHÕES T CO₂/ANO	2,5 MILHÕES T CO₂/ANO	120 A 127 MILHÕES T CO₂/ANO
	US\$ 44 A 69 MILHÕES/ANO	US\$ 17,9 A 18,5 MILHÕES/ANO	US\$ 271,9 MILHÕES/ANO	US\$ 53 A 248 MILHÕES/ANO	US\$ 12,5 MILHÕES/ANO	US\$ 399 A 619 MILHÕES/ANO

CONTEÚDO

1. Panorama do Setor de Energia no Brasil

1.1. Iniciativas do Governo que contribuiram para aumentar a participação das fontes alternativas de energia e a eficiência energética

1.2. Recentes iniciativas do Governo Brasileiro na Política do Setor Energético

2. Panorama do Setor de Resíduos Sólidos Urbanos (RSU) no Brasil

2.1. Características dos RSU

2.2. Destinação dos RSU – as várias formas de destinação praticadas no País

2.3. Situação atual e perspectivas

2.4. Produção de metano

2.5. Tecnologias para aproveitamento dos RSU

2.5.1. Análise de viabilidade econômica da geração de energia elétrica

3. Linha de Base para o Setor Elétrico e de Resíduos Sólidos

4. Oportunidades de Projetos Enquadráveis no Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL) – Energia, Resíduos Sólidos e Eficiência Energética

4.1. Fontes alternativas de energia no Sistema Interligado Nacional

4.1.1. Energia Eólica

4.1.2. Pequenas Centrais Hidrelétricas

4.1.3. Biomassa em Geral

4.1.4. PROINFA, 1º. fase

4.1.5. PROINFA, 2º. fase

4.1.6. Bagaço de Cana de Açúcar

4.1.7. Casca de Arroz

4.1.8. Biogás de Aterro Sanitário

4.2. Fontes alternativas de energia no Sistema Isolado

4.2.1. Universalização do Acesso

4.3. Álcool Combustível

4.4. Biodiesel

4.5 Eficiência Energética

4.5.1. PROCEL

4.5.2. CONPET

4.6. Quadro-Resumo das Oportunidades de Projetos Enquadráveis no Mecanismo de Desenvolvimento Limpo – Energia, Resíduos Sólidos e Eficiência Energética

5. Outras Oportunidades – Agronegócios e Florestas

5.1. Agronegócios

5.1.1. Pecuária

5.1.1.1. Oportunidade ao MDL

5.1.2. Solos Agrícolas

6.2. Florestas

6. Linha de Base para Projetos de Florestamento e Reflorestamento

7. Potencial para Projetos de Florestamento e Reflorestamento no Brasil

7.1. Projeto FLORAM

7.2. Recuperação de Matas Ciliares no Estado de São Paulo

7.3. Alternativas para a Recuperação de Ecossistemas Degradados Amazônia

7.4. Recuperação de Áreas Degradadas no Semi-Árido

7.5. Outros Projetos

7.6. Quadro resumo das Oportunidades para Projetos de Florestamento e Reflorestamento

7.7. Algumas Considerações Importantes para Projetos de Florestamento e Reflorestamento

8. Outros Mercados

8.1. Potencial Nacional de Exportação do Álcool Combustível

9. Consolidação das Oportunidades

10. Barreiras que impedem o aproveitamento das Oportunidades

Bibliografia

1. PANORAMA DO SETOR DE ENERGIA NO BRASIL

O Brasil tem uma expressiva participação de fontes renováveis na sua matriz energética. Segundo o Balanço Energético Nacional - 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
TOTAL – 10⁶ tep	66,9	114,7	141,9	190,6	197,9
Energias Não Renováveis (%)	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 derivados (%)	3,6	5,1	6,7	7,1	6,6
Urânio e Outras (%)	0,0	0,0	0,4	0,9	1,9
Energias Renováveis (%)	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, o Programa do Álcool chegou a abastecer cerca de 85% dos veículos, no final dos anos 80. 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
Álcooletílico	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 prevista para operar na base (Mousinho, 2002). Este fato aumenta as emissões de gases de efeito estufa do setor elétrico e conseqüentemente o teor de carbono da rede de distribuição. Para se ter uma idéia da ordem de grandeza, dados do Inventário Nacional de Emissões (MCT, 1999) estimam em cerca de 6 bilhões t CO₂ as emissões para o ano de 1997.

1.1. 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 do Governo, 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 CO₂ 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 mil pessoas. Uma das dificuldades desse programa foi relacionada 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\$ 1.000 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 m³ 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 R\$ 3 bilhões/ano (ou cerca de US\$ 1 milhão/ano) (MME, 2004) para cobrir o custo excedente da geração de energia em sistemas isolados, No entanto não existem dados suficientes para informar quanto da CCC já foi direcionada para projetos de fontes de energias alternativas 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 acima de US\$24 (Nogueira & Macedo, 2004) 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 (UNICA, 2004).

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 tCO₂ e 0,26 tCO₂, 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 1,7 tCO₂/m³ para o álcool hidratado e 2,6 tCO₂/m³ para o álcool anidro (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 (La Rovere & 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 CO₂. No mesmo ano, as atividades do PROCEL evitaram cerca de 1,2 milhões de toneladas equivalente de CO₂.

- 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.

1.2. 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

Atual nível de cobertura na área de concessão das concessionárias	Metas para a universalização do acesso
>99,5%	2006
>98% e < 99,5%	2008



>96% e < 98%	2010
>80% e < 96%	2013
< 80%	2015

Fonte: ANEEL

Tabela 6

Atual nível de cobertura nos municípios	Metas para a universalização do acesso
> 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 (alterada pela Lei 10.762/2003) criou também a CDE – Conta de Desenvolvimento Energético (no Artigo 13), para promover o desenvolvimento energético dos Estados e a competitividade da energia produzida através de fontes eólicas, PCHs, biomassa, gás natural e carvão mineral, além de promover a universalização do acesso. No entanto principal diretriz do governo será o uso da CDE prioritariamente para a universalização do acesso.

- b) Luz para Todos** – Lançado em novembro de 2003, em substituição ao Luz no Campo, este Programa tem como objetivo antecipar a meta de universalização para 2008, utilizando os recursos da Conta de

Desenvolvimento Energético - CDE¹ 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 RGR².

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.

Em sua primeira fase, o programa irá levar energia elétrica a 1,4 milhão de famílias - 90% delas em áreas rurais - até o ano de 2006. O programa será iniciado em todos os estados brasileiros com a instalação dos Comitês Gestores Estaduais de Universalização (CGEU). A comunidade de Nazaré foi a primeira atendida pelo Luz Para Todos. Nazaré está localizada no município de Novo Santo Antônio (Piauí), localidade com o menor índice de acesso à energia elétrica do país, onde apenas 8% dos domicílios eram atendidos.

O Programa pretende ainda aproveitar as potencialidades locais. O atendimento nas regiões isoladas da Amazônia Legal é feito, principalmente, por meio de geradores a diesel, a maioria com manutenção precária. A baixa capacidade desses motores e a manutenção insuficiente

¹ 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.

² 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



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 (1.100 MW). 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 hidrelétrica é entre R\$ 40 – 70,00/MWh e da termelétrica a gás natural é de cerca de R\$ 120,00/MWh, podendo atingir mais que o dobro em alguns casos) (MME, 2004):

Tabela 7

Fonte alternativa de energia	Valores Econômicos - R\$/MWh (março 2004)	Valor corrigido pelo IGP-M R\$/MWh (setembro 2004)
Pequenas Centrais Hidrelétricas	117,02	126,14
Energia eólica	180,18 – 204,35	194,23 – 220,28
Biomassa		
Bagaço de cana	93,77	101,08
Resíduos de madeira	103,20	109,25

Casca de arroz	101,35	111,24
Biogás de aterro sanitário	169,08	182,26

Fonte: MME, Portaria 45 de 30 de março de 2004 e Eletrobrás (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 Elétrico³, 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 3ª. reclassificação dos projetos e na fase de contratação (Agosto/2004).

Alguns projetos de biomassa que foram selecionados desistiram da contratação visando, talvez, pressionar para cima o valor econômico a ser pago pelo PROINFA. Assim, de fato somente 327 MW de biomassa estão fazendo parte da 1ª. fase do PROINFA. Espera-se com a segunda chamada pública (que está prevista para acontecer em Novembro/2004) completar os 1.100MW. Caso não sejam completados, o pontencial restante será dividido pelas outras fontes (PCH e eólica).

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 Kyoto e na alinea c do Art 16º. que a conta PROINFA, a ser administrada pela Eletrobrás, será composta pelos eventuais benefícios

³ 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.



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.

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 apóia 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.

2. PANORAMA DO SETOR DE RESÍDUOS SÓLIDOS URBANOS (RSU) NO BRASIL

A responsabilidade da gestão dos “resíduos sólidos urbanos” (RSU) além da competência de legislar a respeito é, no Brasil, dos governos municipais uma vez que, sendo aquelas atividades consideradas de “interesse local”, segundo os incisos I e V do artigo 30 da Constituição Federal⁴ fazem parte das atribuições e competências municipais.

Nem todos os resíduos sólidos gerados no município no entanto são de responsabilidade municipal, mas somente aqueles de origem nos domicílios domésticos, comerciais e industriais de pequeno porte, além dos resíduos coletados nos espaços públicos.

Na prática, a gestão dos resíduos sólidos urbanos vem sendo tratada pelos municípios com o eventual apoio de políticas de estímulo à gestão mais responsável do destino dos resíduos dos governos estaduais (Pró-lixo, por exemplo, no Estado do Rio de Janeiro, Inventário Estadual de Resíduos Sólidos em São Paulo, Projeto Baía Azul e Metropolitano no Estado da Bahia, Programa do ICMS Verde no Estado de Minas Gerais, etc..) e do Governo Federal (programas federais com recursos do FNMA- Fundo Nacional de Meio Ambiente e da FUNASA - Fundação Nacional de Saúde).

Os Órgãos ambientais estaduais e federais têm atuado também na gestão dos resíduos sólidos através de mecanismos coercitivos, impondo diretrizes, regras e exigências de controle ambiental além da cobrança de responsabilidades aos municípios.

Como exemplo, a CETESB (Companhia de Tecnologia de Saneamento Ambiental - SP) desenvolve diversos levantamentos sobre as condições ambientais e sanitárias dos locais de destinação final de resíduos domiciliares nos municípios paulistas que, a partir de 1997, passaram a constituir o Inventário Estadual de Resíduos Sólidos Domiciliares. Este inventário vem, desde então, sendo

⁴ Art.30- Compete aos municípios I- Legislar sobre assuntos de interesse local; V – organizar e prestar , diretamente ou sob regime de concessão ou permissão, os serviços públicos de interesse local, incluído o de transporte coletivo, que tem caráter essencial;

empregado como ferramenta de orientação e busca de melhoria no trato dos resíduos, o que é feito através de assinatura de TACs (Termos de Ajuste de Conduta), com a CETESB e a Secretaria Estadual do Meio Ambiente.

Apesar da gestão dos RSU ser uma atribuição municipal, a União e os Estados exercem competências legislativas concorrentes e supletivas, especialmente no que se refere à gestão de resíduos especiais, como os de saúde e os industriais.

Assim é que, por exemplo, a ANVISA – Agência Nacional de Vigilância Sanitária, expediu um regulamento sobre resíduos de estabelecimentos de saúde, e o CONAMA (Conselho Nacional do Meio Ambiente) tem estabelecido diversas resoluções concernentes à disposição de resíduos.

Deve ser mencionado também que, qualquer instalação de tratamento ou destinação de resíduos sólidos, como é o caso dos aterros sanitários, necessita cumprir com as normas e licenças requeridas pelos órgãos de controle ambiental estaduais, como é o caso dos EIA/RIMA. Muitas vezes a obtenção de licença previa para a instalação de aterros sanitários depende também do zoneamento municipal e de autorizações do IBAMA (Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis).

As iniciativas legislativas no âmbito da federação deveriam estar conformes com uma política nacional de resíduos sólidos, que apesar de muitas tentativas no âmbito do Congresso Nacional, ainda não existe.

Em 2001 existiam no Congresso Nacional mais de 70 projetos sobre resíduos sólidos em tramitação e, naquela época, a Câmara dos Deputados instalou uma Comissão Especial para propor um projeto de lei que consolidasse todos estes projetos em uma lei que instituiria a “Política Nacional de Resíduos Sólidos”. O anteprojeto desta Lei foi então apresentado em 2003, sem obter consenso o que dificultou sua aprovação, que afinal não aconteceu.

Com o advento da nova administração do Governo Federal, foi proposto então que a Política Nacional de Resíduos Sólidos fosse parte integrante da proposta que o Ministério das Cidades pretende apresentar ao Congresso Nacional ainda este ano, instituindo a Política Nacional de Saneamento.



Esta proposta, que será apresentada brevemente pelo Executivo, considera Saneamento Ambiental o conjunto de ações que compreende o abastecimento de água, a coleta, o tratamento e a disposição final dos esgotos, a limpeza urbana e o controle de vetores e reservatórios de doenças.

A nova proposta de política nacional ou, como atualmente se chama, o “Marco Regulatório do Saneamento”, vem sendo discutida no âmbito de uma Comissão Interministerial, coordenada pelo Ministério das Cidades, onde se procura incorporar ao texto do Marco Regulatório do Saneamento os conceitos, propostas e recomendações oriundas da Conferência Nacional das Cidades, cuja plenária foi instalada no último trimestre de 2003.

Importante mencionar ainda a contribuição da ABNT (Associação Brasileira de Normas Técnicas), que não é propriamente um órgão legislativo, mas que tem produzido importantes normas que muito influem sobre a gestão dos RSU, enfocando diversos assuntos técnicos relativos a resíduos sólidos, como, por exemplo, as de apresentação de projetos e a de construção de aterros sanitários, e que servem de referência para estabelecer diretrizes e padrões pelos órgãos de controle ambiental.

Ressalte-se que as normas brasileiras para apresentação de projeto de Aterros Sanitários^{5, 6, 7} tratam da captação e drenagem do biogás gerado pela decomposição anaeróbia mas não exigem a sua queima, o que deixa livre para qualquer empreendedor a possibilidade de implantar sistemas de aproveitamento ou queima de biogás que possam vir a se beneficiar da venda de créditos de carbono⁸.

⁵ ABNT, Associação Brasileira de Normas Técnicas. Apresentação de Projetos de Aterros Sanitários de Resíduos Sólidos Urbanos – Procedimento. NBR 8419

⁶ ABNT, Associação Brasileira de Normas Técnicas. Resíduos Sólidos – Classificação . NBR 10004/87

⁷ ABNT, "Aterros de Resíduos Não Perigosos – Critérios para Projeto, Implantação e Operação". NBR 13896/97.

⁸ A inexistência de obrigação legal quanto à queima do biogás é um fator importante na definição do cenário de linha de base de projetos a serem negociados no mercado internacional de carbono, principalmente no mercado Quioto “compliance”. Isto porque a quantidade de créditos de carbono que podem ser pleiteados por um projeto, corresponde à diferença entre as emissões da linha de base (situação sem as atividades do projeto) e as emissões das atividades do projeto.

2.1 CARACTERÍSTICAS DOS RESÍDUOS SÓLIDOS URBANOS (RSU)

Os resíduos sólidos urbanos são compostos de uma grande variedade de materiais, quais sejam, papel, restos de alimentos, terra, embalagens de plástico, papelão, vidro, metais ferrosos e não ferrosos, tecidos de peças de vestuário, etc., que estão presentes na massa agregada de resíduos segundo uma participação média, geralmente medida em percentual de peso (massa). Esta participação, quantificada através de uma classificação gravimétrica, varia ao longo do tempo em cada cidade, e entre as cidades, por força principalmente dos hábitos e do poder econômico da população.

Além da classificação gravimétrica, outras características consideradas básicas para o estudo dos resíduos sólidos urbanos, e o dimensionamento de projetos são:

- a) Produção per-capita - 0,8 a 1,2 kg/hab-dia (fonte PNSB/IBGE– pesquisa nacional de saneamento básico)
- b) Umidade Relativa: 50 a 60 %
- c) Poder calorífico 1500 a 2000 kcal/kg
- d) Peso específico aparente, na coleta: 200 a 300 kg/m³
- e) Peso específico em aterro sanitário: 5 e 7 kN/m³ para resíduos novos, não decompostos e pouco compactados, e entre 9 e 13 kN/m³ após compactação com tratores e após a ocorrência de recalques no maciço (fonte: Carvalho e outros, 2004)

Com base nos levantamentos do IBGE (Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística), a quantidade de resíduos sólidos **urbanos domiciliares** coletados no País ultrapassa a 125.000 t/dia⁹ (PNSB – Pesquisa Nacional de Saneamento Básico, 2000)¹⁰. Esta quantidade, que não inclui o chamado lixo público, é estimada, uma vez que nem todas as instalações para onde são encaminhados

⁹ Sem considerar o lixo público e correspondentes a 169.489.853 habitantes, na época do levantamento (população urbana e rural).

¹⁰Segundo o IBGE, o total de lixo encaminhado a sítios de destinação final é 228 413 t/dia (considerando o lixo público).



os resíduos têm um sistema de controle de peso que permita medir os resíduos recebidos.

Esta quantidade de resíduos é muito superior à quantidade estimada pela CETESB e publicada em 2002 pelo MCT no Primeiro Inventário Brasileiro de Emissões Antrópicas de Gases de Efeito Estufa, no capítulo referente a Emissões de Metano no Tratamento e na Disposição de Resíduos, que era de 54 mil t/dia. Vale observar que neste trabalho considerou-se que a geração por habitante de uma cidade brasileira variava entre 0,4 e 0,7kg/hab.dia. Na época do trabalho, de acordo com o texto, a disposição e o tratamento de resíduos sólidos distribuíam-se da seguinte forma: 76% depositados em lixões a céu aberto, 22% em aterros controlados e sanitários, 2% têm outra destinação, como as usinas de compostagem e a incineração. Vale observar que o inventário é de 2002, mas ele se refere muito a estudos no período de 90 a 94.

2.2. DESTINAÇÃO DOS RSU - AS VÁRIAS FORMAS DE DESTINAÇÃO PRATICADAS NO PAÍS

O levantamento feito pela PNSB 2000 mostra que a etapa do manejo de resíduos sólidos urbanos que necessita de mais atenção por estar com o maior déficit e por representar o maior problema ambiental é a da destinação correta dos resíduos, uma vez que somente cerca 36 % do lixo coletado é encaminhada a aterros sanitários (se considerarmos aterros sanitários e aterros controlados esse percentual sobe para cerca de 70%), como mostra a tabela 8 a seguir:

Tabela 8 – Destinação Final do Lixo no Brasil

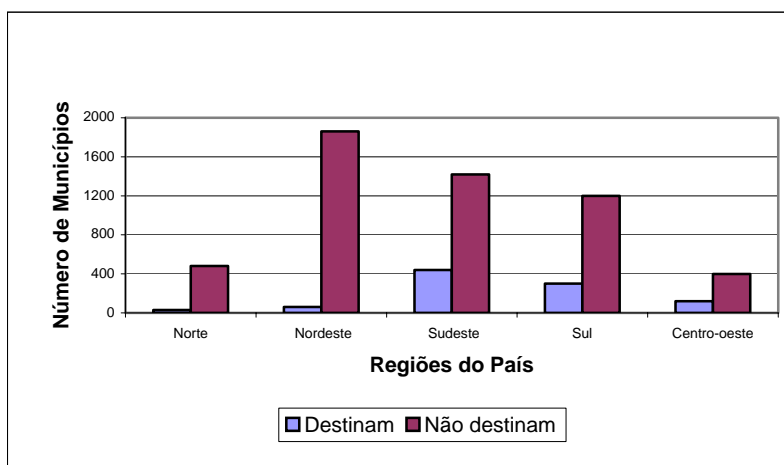
Grandes Regiões, Unidade da	Quantidade diária de lixo coletado (t/dia)	
	Total	Unidade de destino final do lixo coletado

		Vazadouro a céu aberto (lixão)	Vazadouro em área alagada	Aterro Controlado	Aterro Sanitário	Estação de compostagem	Estação de triagem	Incineração	Locais Não-fixos	Outra
Brasil	228413,0	48321,7	232,6	84575,5	82640,3	6549,7	2265,0	1031,8	1230,2	1566,2
Norte	11067,1	6279,0	56,3	3139,9	1468,8	5,0	-	8,1	95,6	20,0
Nordeste	41557,8	20043,50	45,0	6071,9	15030,1	74,0	92,5	22,4	128,4	50,0
Sudeste	1414616,8	13755,9	86,6	65851,4	52542,3	5437,9	1262,6	945,2	781,4	953,2
Sul	19874,8	5112,3	36,7	4833,9	8046,0	347,2	832,6	30,1	119,9	516,1
Centro-Oeste	14596,5	3131,0	8,0	4684,4	5553,1	685,6	77,0	26,0	104,9	26,5

Fonte: IBGE - Pesquisa Nacional de Saneamento Básico, 2000

Considerando-se somente a destinação do lixo em aterros, o panorama de deficiências pode ser visualizado no seguinte gráfico:

Gráfico 1 - Destino do Lixo para Aterro Sanitário, segundo as Grandes Regiões-2000.



Fonte: IBGE Pesquisa Nacional de Saneamento Básico 2000.



No que tange a forma de coleta a tabela 9 apresenta dados relativos aos distritos brasileiros e a forma com que eles destinam o lixo coletado e a tabela 10 a forma de gestão dos aterros em diversas cidades brasileiras:

Tabela 9 – Distritos com Serviços de Limpeza Urbana e/ou Coleta de Lixo, por unidades de destinação final do lixo, segundo as Grandes Regiões, Unidades da Federação, Regiões Metropolitanas e Municípios das Capitais - 2000

Grandes Regiões, Unidades da Federação, Regiões Metropolitanas e Municípios das Capitais	Distritos com serviços de limpeza urbana e/ou coleta de lixo								
	Total	Vazado ou a céu aberto (lixão)	Vazado em áreas alagadas	Aterro controlado	Aterro sanitário	Aterro de Resíduos especiais	Usina de compostagem	Usina de reciclagem	Incineração
Brasil	8 381	5 993	63	1 868	1 452	810	260	596	325
Norte	512	488	8	44	32	10	1	-	4
Nordeste	2714	2538	7	169	134	69	19	28	7
Sudeste	2846	1713	36	785	683	483	117	198	210
Sul	1746	848	11	738	478	219	117	351	101
Centro-Oeste	563	406	1	132	125	29	6	19	3

Fonte: IBGE - Pesquisa Nacional de Saneamento Básico, 2000

Tabela 10 - Gestão de Operação da Destinação Final

CIDADE	TIPO DISPOSIÇÃO FINAL	GESTÃO	QUANTIDADE (tonelada/dia)
Recife-PE	Aterro Controlado da Muribeca	Municipal	
Biguaçu - SC	Aterro Sanitário da Formaco	Terceirizada	
Rio de Janeiro-RJ	Aterro Controlado de Gramacho	Terceirizada	8.000
Rio de Janeiro-RJ	Aterro Controlado Zona Oeste	Municipal	1500
Niterói-RJ	Aterro Controlado Morro do Céu	Municipal	750
Rio de Janeiro-RJ	Nova Iguaçu	Concessão	1.500
Rio de Janeiro-RJ	Pirai	Municipal	100
Fortaleza-CE	Aterro Sanitário de Caucaia	Terceirizada	
Fortaleza-CE	Aterro Sanitário de Aquiraz	Terceirizada	
Goiania - GO	Aterro Controlado	Terceirizada	
Belo Horizonte-MG	Aterro Remediado de BH	Municipal	
Porto Alegre - RS	Aterro Sanitário de Extrema	Municipal	
Porto Alegre - RS	Aterro SanitárioMetropolitano SantaTecla	Municipal	
Itaquaquecetuba - SP	Aterro Sanitário de Itaquaquecetuba	Terceirizada	
Mauá - SP	Aterro Sanitário de Mauá	Terceirizada	
São Paulo - SP	Aterro Sanitário de São João	Terceirizada	7.000
Santo André - SP	Aterro Sanitário	Municipal	700
Tremembé - SP	Aterro Sanitário de	Terceirizada	
União da Vitória - PR	Aterro Sanitário	Municipal	



Salvador -BA	Aterro Sanitário Metropolitano	Municipal	
Palmas - TO	Aterro Sanitário	Municipal	
Araguaína - TO	Aterro Sanitário	Municipal	
Guaraí - TO	Aterro Sanitário	Municipal	
João Pessoa -PB	Aterro Controlado	Municipal	
São Paulo – SP	Aterro Bandeirantes	Terceirizado	7.000

Fonte: IBGE - Pesquisa Nacional de Saneamento Básico, 2000 ampliada

2.3. SITUAÇÃO ATUAL E PERSPECTIVA

Considerando-se que o aterro sanitário é atualmente o método de destinação do lixo mais adequado para a grande maioria dos municípios brasileiros e que, segundo o PNSB 2000, somente em 13,8% dos municípios se encontram estes equipamentos sanitários, (13% de municípios com aterros controlados, 63,6% com aterros a céu aberto e somente 3,3% com incineração ou compostagem), existe naturalmente um grande potencial de crescimento na atividade de construção e operação de aterros sanitários no País, para os próximos anos.

Tendo em vista a demanda representada pela exigência de construção e operação de aterros sanitários, e a responsabilidade municipal em atender a esta demanda, vem cada vez mais se desenvolvendo situações onde empresas privadas são contratadas por Prefeituras para executar obras de implantação de aterros e algumas vezes também operá-los, de acordo a uma tarifa fixada por quantidade de resíduos recebidos.

Em algumas cidades, principalmente no estado de São Paulo, vêm também se desenhando situações onde empresas privadas, por sua própria iniciativa, vem licenciando, construindo e operando aterros privados para receber principalmente resíduos de grandes geradores, na sua maioria comerciais e industriais.

Uma novidade empresarial surgida recentemente diz respeito à formação de empresas mistas de capital público e privado para implantar e operar aterros sanitários, como é o caso do aterro sanitário de Nova Iguaçu. O sucesso, até agora, desta iniciativa, que poderá ser ainda alavancada pela legislação que vem sendo proposta pelo governo federal para fomentar as parcerias público-privadas, poderá mostrar este arranjo empresarial como a base de excelentes oportunidades para novos negócios.

Deve ser registrado ainda que, com relação especificamente à implantação de aterros sanitários com dispositivos de aproveitamento de biogás, as oportunidades começam a surgir com os primeiros projetos submetidos aos corretores de negócios de venda de certificados de carbono, e já existem projetos brasileiros em andamento com o potencial de participação no mercado internacional de carbono.

Esses projetos são os seguintes¹¹:

- Consórcio Biogás- liderado pelo UNIBANCO em parceria com a FININVEST e a rede BLOCKBUSTER. Neste projeto a Usina Termelétrica Bandeirantes está gerando energia elétrica com gás de lixo proveniente de aterro sanitário da Prefeitura de São Paulo. É o maior empreendimento do gênero no mundo com 22 MW de potência instalada, onde foram investidos US\$ 17 milhões;
- Projeto Nova Gerar – *joint venture* entre as empresas SA Paulista e Ecosecurities para operação dos aterros sanitários em Nova Iguaçu, no Rio de Janeiro com a implantação de uma usina termelétrica de 12 MW e negociação de créditos de carbono no mercado internacional;
- Projeto VEGA – parceria entre a VEGA, operadora do aterro sanitário de Salvador, e a ICF Consulting, para destruir 6.250 m³/h de metano em 2000, com ampliação prevista para 46.250 m³/h em 2020 e a instalação de uma UTE de 8 MW até 2005 a ser ampliada paulatinamente até a capacidade de 40MW em 2019.

As oportunidades de negócios decorrentes do biogás gerado pela decomposição de lixo em ambiente anaeróbico referem-se à presença de metano no biogás. Este gás pode ser utilizado na geração de energia elétrica ou para propulsão veicular, substituindo combustível fóssil. Nestes casos, assim como na simples queima de biogás em aterros, o metano, cujo potencial de aquecimento global é 21 vezes maior que o dióxido de carbono, é transformado em dióxido de carbono, reduzindo o impacto de aquecimento global e permitindo a venda de créditos de carbono. Portanto, a simples recuperação e queima do metano em aterros poderá

¹¹ O Projeto Nova Gerar e Vega, tiveram suas metodologias de linha de base aprovada pelo Meth Panel do Executive Board do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo.



gerar receita financeira com a negociação de créditos no mercado internacional de carbono¹².

Além disso, existem ainda as oportunidades de negócios relativas aos aterros sanitários em si mesmos como solução para a destinação dos resíduos sólidos urbanos, sendo no caso, a venda de biogás ou de créditos de carbono, um mecanismo otimizador de sua viabilidade econômico-empresarial.

2.4. PRODUÇÃO DE METANO

O biogás do lixo é gerado em aterros sanitários a partir de processos físicos e bioquímicos em ambiente anaeróbio. A quantidade total de gás produzido depende fundamentalmente das características do lixo, especialmente sua composição no que diz respeito à presença de compostos orgânicos biodegradáveis, às condições de anaerobiose no interior do aterro, ao pH predominante, a ocorrência de substâncias tóxicas e à forma construtiva do aterro.

Sobre a forma construtiva, especialmente importante é a espessura da camada de resíduos, ou a altura do aterro: O IPCC, por exemplo, recomenda valores de fator de correção de metano (FCM) de acordo com a profundidade do local de disposição de resíduos sólidos sugerindo que:

- Profundidade maior ou igual a 5 m: FCM = 80%
- Profundidade menor que 5m: FCM= 40%
- Locais sem classificação: FCM= 60%

Fonte: IPCC, 1996

Além do anterior, muito importante também são os fatores ambientais, no caso, a temperatura e a umidade, e a “idade” dos resíduos, isto é o tempo decorrido desde que os resíduos foram depositados no aterro.

¹² De acordo com a Comunicação Nacional, as emissões de gases de efeito estufa no Brasil foram de um bilhão de toneladas de CO₂ equivalente, em 1994, sendo cerca de 7% oriundos do biogás do lixo.

Neste ponto, é importante registrar que o Brasil possui, na maior parte de seu território, condições de clima favoráveis para a produção de biogás em termos de umidade e temperatura¹³.

A quantidade de gás em metros cúbicos produzidos por uma quantidade de resíduos em massa varia fortemente: Ham, 1989, in Handbook for the Preparation of Landfill Gas to Energy Projects in Latin America and the Caribbean, 2003, indica uma faixa que vai de 0,05 a 0,40 m³ de gás por kg de resíduos.

Diversos modelos matemáticos de geração de biogás do lixo têm sido formulados, sendo que a EPA vem usando o modelo conhecido como Modelo “Scholl-Canyon” que é formulado a partir da seguinte equação de primeira ordem;

$$Q_{\text{ch4i}} = k * L_0 * m_i * e^{-kt}, \text{ onde}$$

Q_{ch4i} = metano produzido no ano “i”

k= constante de geração do metano

L_0 = Potencial da geração de metano

m_i = resíduos depositados no ano “i”

t= anos depois do fechamento

Os valores de k variam de 0,02 a 0,07, sendo que a EPA usa 0,05 nos aterros onde a precipitação anual é superior a 25 polegadas (63,5 cm) e usa o valor default de L_0 = 170 m³ de metano por tonelada de resíduos (US EPA, 1996). Para este trabalho no entanto será utilizado o valor de 180 m³ de metano por tonelada de resíduo, conforme dados das metodologias aprovadas no “Meth Panel” do “Executive Board” do MDL.

Este biogás possui em sua composição quantidades variáveis de CO₂, CH₄, H₂O, H₂S e mercaptanos, sendo que, em média, o metano contribui com 50 % do total.

Esta geração de metano é significativa em termos globais e, em resumo, considera-se, hoje em dia, que o metano gerado a partir dos resíduos sólidos

¹³ Não há formação de metano a baixas temperaturas.

urbanos e dos processos de tratamento de esgotos representem cerca de 20% das emissões antrópicas de metano (IPCC 1999).

2.5. TECNOLOGIAS PARA APROVEITAMENTO DE RESÍDUOS SÓLIDOS URBANOS (RSU)¹⁴

Existem, principalmente, dois conjuntos disponíveis de sistemas de aproveitamento econômico de resíduos sólidos urbanos e que devem ser consorciados: (1) a reciclagem¹⁵ e (2) a transformação dos resíduos. Em ambas as rotas, que são complementares, há redução da quantidade de resíduos sólidos urbanos a ser depositada em aterros sanitários, o que amplia a vida útil dos aterros e soluciona um dos grandes problemas da atualidade, a escassez de áreas a distâncias razoáveis dos centros de geração economicamente viáveis para novos depósitos de RSU.

Quanto à transformação, é preciso caracterizar as alternativas em função do fato de o lixo já ter sido disposto ou não. No primeiro caso, a rota mais indicada é a recuperação do biogás oriundo da decomposição da matéria orgânica, para abastecer um sistema de geração. Para o lixo não disposto existem alternativas capazes de reduzir substancialmente a quantidade de resíduos a serem encaminhados para os aterros.

Existem cinco tecnologias bem desenvolvidas para a geração de energia com os resíduos sólidos urbanos: (a) a tecnologia de aproveitamento do gás de lixo, (b) a tecnologia da incineração controlada do lixo, (c) a tecnologia DRANCO (*dry anaerobic composting* – compostagem seca anaeróbia), (d) a tecnologia BEM (processo de pré-hidrólise ácida, em fase de teste em planta piloto) e (e), a tecnologia KOMPOGAS, que visa a produção de composto orgânico e biogás. A tabela 11 abaixo apresenta as principais características de cada tecnologia:

¹⁴ Este item está fortemente baseado em Rosa, L.P. et al. "Aproveitamento Energético de Resíduos Sólidos Urbanos e Óleos Vegetais" in: Tolmasquim, M.T. "Fontes Renováveis de Energia no Brasil". Ed. Interciência. 515p. , 2003.

¹⁵ Para efeito do Estudo 4 será considerado somente a segunda rota tecnológica: transformação de resíduos, mais precisamente no que diz respeito a geração do biogás e as possíveis reduções de emissão de CO₂ associado a destruição do metano ou sua utilização para gerar energia elétrica.

Tabela 11

Tecnologia	característica	uso	observação
Gás de lixo (GDL)	Alto potencial de aproveitamento energético. Sistema padrão de coleta GDL com três componentes centrais: poços de coleta e tubos condutores, sistema de tratamento e compressor	uso direto do gás como um combustível de médio Btu para caldeiras ou para uso em processos industriais; Produção de energia/cogeração; Venda de gás de qualidade através de gasodutos; uso local do gás para aquecimento de casas, combustível veicular e etc.	existem várias tecnologias para geração de energia: motores de combustão interna, turbinas de combustão e turbinas com utilização de vapor (ciclo combinado)
Incineração controlada do lixo	Queima extremamente controlada envolvendo tipicamente duas câmaras de combustão: câmara primária, receptora do lixo e câmara secundária, que recebe o gás. gases resultantes normalmente precisam de tratamento	No Brasil é utilizada atualmente somente para resolver a questão da disposição final dos resíduos perigosos e parte dos resíduos hospitalares	seriam necessárias melhorias tecnológicas para permitir o aproveitamento energético de forma economicamente viável
DRANCO	após o recolhimento do lixo é feita uma separação da parte orgânica, que segue para um biodigestor com ausência de oxigênio, e vidros e metais seguem para a reciclagem e os papéis, plásticos e papelões são transformados em briquetes.	No Brasil essa tecnologia está sendo implementada em duas cidades do Rio Grande do Sul (Farroupilha e Caxias do Sul)	tecnologia já testada amplamente no mundo (cerca de 10 plantas em funcionamento na Europa)
BEM	A sigla BEM significa Biomassa - Energia- Materiais. Nesta tecnologia, a biomassa presente nos resíduos sólidos é picada e compactada no silo. Uma rosca helicoidal comprime a biomassa dentro do reator e os produtos fundamentais obtidos são a	Esta tecnologia cuja patente é brasileira está sendo desenvolvida desde o final da década de 80.	Tem por objetivo desenvolver as tecnologias dos materiais lignocelulósicos (madeira, bagaço de cana, capim, resíduos agrícolas, parte orgânica do lixo, etc.) e de digestão material (monazita, zirconita,



	celulignina e uma solução de açúcares (pré-hidrolisada)		etc)
KOMPOGAS	Processo de fermentação de resíduos orgânicos com controle de temperatura, controle de velocidade e de gases.	Esta tecnologia funciona bem até 700 toneladas diárias	tecnologia desenvolvida na Suíça e implantada em 17 cidades na Suíça, operando em zona urbana.

2.5.1. Análise de Viabilidade Econômica da Geração de Energia Elétrica

A utilização destas tecnologias de geração anteriormente descritas apresenta, dentre outros, dois aspectos econômicos muito benéficos ao País. Primeiramente, aumenta a segurança do sistema elétrico com a geração descentralizada a custos competitivos. Além disto, é utilizado um combustível cotado em moeda nacional e, normalmente, a custo negativo, permitindo uma reversão de parte do fluxo internacional de capitais a partir da redução na importação de gás natural, substituído pelos resíduos na geração elétrica, e da captação de recursos internacionais decorrentes do Protocolo de Kyoto.

Para calcular o custo da energia gerada seja por térmicas a gás natural, seja por tecnologias para geração a partir de RSU, é utilizada a metodologia de custo nivelado da energia, o que é elaborado através do Índice Custo-Benefício (ICB). Para tanto é considerado:

$$\text{ICB} = \text{CI} + \text{COM} + \text{CTI} + \text{CC}$$

Onde:

- **CI** – custo anual do investimento na usina em \$/MWh
- **COM** – custo anual de operação e manutenção na usina em \$/MWh
- **CTI** – custo anual de investimentos em transmissão em \$/MWh:

- **CC** – custo anual de combustível da usina em \$/MWh

No que se refere às tecnologias de geração a partir do lixo, os custos bem como as quantidades de combustível utilizadas diferem de acordo com a tecnologia, como pode ser visto na tabela 12¹⁶.

Tabela 12 - Dados das principais tecnologias

	CELULIGNI NA	DIGESTÃO ACELERAD A (DRANCO)	GÁS DO LIXO	INCINERAÇ ÃO
Toneladas/dia	1.250	200	300	500
MW	25	3	3	16
Investimento (US\$/kW)	840	1.500	1.000	1.563
Vida Útil (anos)	30	30	15	30
Prazo de Instalação (Meses)	18	9	12	18
Custo de Combustível (US\$/MWh)	-1.30	-10.66	0	-8.18
Custo de Operação e Manutenção (US\$/MWh)	5.99	10.70	7.13	7.67
Custo de Transmissão	0	0	0	0

Fonte: Rosa (2003)

¹⁶ Foram considerados somente os custos de investimento, de operação e manutenção. Como os resíduos são produzidos e dispostos nas proximidades dos grandes centros urbanos, principais consumidores de energia, desconsidera-se o custo de transmissão de energia elétrica. Quanto ao custo de combustível, este será nulo, se for obtido a partir da recuperação do gás dos aterros, pois o custo de disposição final já terá sido pago, mas será negativo no caso dos resíduos serem utilizados por usinas cujas rotas tecnológicas evitem a disposição final da maior parte dos resíduos sólidos urbanos. Algumas das rotas tecnológicas podem gerar sub-produtos que, caso não sejam comercializáveis, virão a onerar o sistema, reduzindo os custos negativos. Entretanto esta análise não será realizada neste trabalho, pois requer uma avaliação de mercado futuro, com vistas a identificar o potencial de escoamento da produção destes materiais. Outra alternativa que poderia ser considerada é a de doação dos sub-produtos, o que não incorre em nenhuma receita, bem como em nenhum custo extra ao empreendimento. Trata-se dos seguintes sub-produtos: o adubo orgânico na DRANCO, cinzas (que podem ser utilizadas na construção civil) na Incineração e o furfural na BEM.

Os custos da energia gerada por cada tecnologia estão apresentados na tabela 13, abaixo, que inclui também os valores para térmicas a gás natural:

Tabela 13 - Custo das tecnologias

	(US\$/MWh), com taxa de desconto de 20% ao ano, sem impostos.
GÁS DO LIXO	46.34
DRANCO	45.70
BEM	29.09
INCINERAÇÃO	43.61
TÈRMICA A GAS NATURAL (em ciclo combinado)	43,32

Fonte: Rosa (2003)

A tabela acima mostra que as três rotas tecnológicas de geração de energia com resíduos já em funcionamento têm custos próximos aos das termelétricas a gás natural em ciclo combinado, com cerca de US\$ 43,32/MWh¹⁷. A tecnologia BEM sinaliza para custos mais atrativos, em função de seu menor custo de investimento e seu rendimento de eletricidade por tonelada de lixo, mas ainda não conta com nenhuma planta em funcionamento.

Se considerarmos o potencial de emissão evitada pelo aproveitamento energético de cada rota tecnológica de acordo com as eficiências individuais de cada tecnologia, temos os seguintes valores:

¹⁷ Este resultado foi obtido aplicando à metodologia a mesma taxa de desconto de 20%, custo de investimento de US\$ 625,00/kW (SCHEAFFER, 2000), com dois anos de construção e custos de operação e manutenção de US\$ 7,00/MWh (Oliveira, 2004).

Tabela 14 - Emissões evitadas por cada tecnologia

	GDL	INCINERAÇ	DRANC	BEM
T lixo/ MWh	4,2	1,3	2,8	2,1
Emissão evitada pelo consumo do lixo (t CO2 eq/MWh)	5,41	1,50	3,61	0,55 *
Emissão evitada pela substituição do gás natural (t CO2/MWh)	0,44 2	0,442	0,44 2	0,44 2
Emissão evitada (t CO2/mwh) TOTAL	5,85	1,94	4,05	1,0

Fonte: Rosa (2003)

* só 20% da matéria-prima é transformada em celulignina.

3. LINHA DE BASE PARA O SETOR ELÉTRICO E DE RESÍDUOS SÓLIDOS

Conforme estabelecido pelo Protocolo de Kyoto (COP 3) e pelo Acordo de Marraqueche (COP 7), todo projeto MDL tem que ser adicional. Para verificar essa adicionalidade é necessária a construção de uma linha de base confiável, uma vez que isso é uma condição necessária à aprovação do projeto pelo “Executive Board” do MDL.

No entanto algumas dificuldades existem para se determinar com precisão o coeficiente de emissão de carbono da rede de distribuição 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 o melhor curso atrativo, 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 (Meth Panel), vem procurando determinar metodologias que possam ser adotadas por categoria de projetos.

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 construtiva”, 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 construtiva 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, serão adotadas as seguintes hipóteses, considerando a metodologia de projetos de grande escala para sistema interligado a rede de distribuição:

- Uma hipótese mais simples é a de que os novos empreendimentos adicionados ao sistema interligado serão as termoelétricas a gás natural cujo fator de emissão para 2002 é $442 \text{ tCO}_2/\text{GWh}^{18}$, considerando a melhor tecnologia disponível. Assim, será considerado que na margem só terá termoelétrica operando. Assim, todo projeto MDL que seja adicionado ao sistema elétrico substituirá termelétrica a gás natural

- Outra hipótese será baseada na metodologia em discussão hoje no “Meth Panel”, do “Executive Board” para projetos de grande escala. Essa metodologia é semelhante à de projetos de pequena escala citada acima, onde o cálculo da margem operacional considera a média ponderada de todas as fontes exceto as fontes de energia renováveis (zero fuel / must-run). No entanto em países que são ricos em hidroeletricidade, como o Brasil, é difícil supor que o projeto MDL venha a substituir somente termoelétricas. Sendo assim uma parte da hidroeletricidade é incluída na margem operacional, como passível de ser substituída pelo projeto MDL. Kartha et al. (2002) sugere que seja excluída do cálculo da margem operacional somente uma parcela de hidroeletricidade (que operará sempre na base e será sempre despachada independentemente do projeto MDL) para que a linha de base seja mais realística. Não existe ainda um procedimento definido para determinar a parcela de hidroeletricidade que será incluída no cálculo da margem operacional. Kartha et. al. sugere 50%, no entanto o PDD¹⁹ Vale do Rosário assume como hidroelétrica que opera na base a média de geração mínima mensal das hidrelétricas vezes 12. A diferença entre a energia total anual produzida por hidrelétrica menos esse valor seria a parcela a ser incluída na margem operacional. No PDD Vale do Rosário, então somente 8% da geração hidroelétrica seria incluída na margem operacional, resultando em um coeficiente de carbono da rede em torno de $604 \text{ tCO}_2/\text{GWh}$. Esse valor é considerado muito

¹⁸ Obtido com base na eficiência média de centrais elétricas a gás natural em operação no país em 2002 (MME, 2003)

¹⁹ PDD – Project Designe Document – Documento de Desenho do Projeto

alto para o caso brasileiro e por isso esse trabalho adotará a hipótese de 50%. Com isso cálculo do teor de carbono da rede (margem operacional + margem construtiva) passa a ser de 257 tCO₂/GWh.

Essas hipóteses são 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 de 442 tCO₂/GWh (Gás Natural) devido a predominância de hidroeletricidade na matriz de energia elétrica.

Para projetos de pequena escala, que utilizem fontes de energias renováveis fora da rede de distribuição de energia elétrica (sistemas isolados), o apêndice B do anexo II da Decisão 21/CP.8 no item I.A recomenda que a linha de base utilizada seja o consumo de combustíveis da tecnologia em uso, ou que seria usada na ausência do projeto MDL. Sendo assim, para projetos dos sistemas isolados será adotada a hipótese do óleo diesel para a geração termelétrica como linha de base.

No que diz respeito aos projetos de aproveitamento dos resíduos sólidos para geração de eletricidade deve ser considerado ainda na linha de base o potencial para redução do metano. Muitas vezes esses projetos comprovam a adicionalidade somente considerando a redução da emissão de metano através da captura e queima desse gás. Portanto, podemos dizer que o cenário atual demonstra que raramente o metano de lixo é recuperado e queimado no Brasil, e sendo assim somente a captura e destruição do metano já se configuraria num projeto MDL. O “Meth Panel” do “Executive Board” do MDL aprovou algumas metodologias, entre elas duas de projetos brasileiros, e o cálculo das emissões evitadas do metano nesse trabalho será baseada nessas metodologias²⁰.

Essas metodologias apresentam como justificativa de linha de base duas abordagens²¹:

²⁰ Para a geração de eletricidade a partir do biogás será considerada a hipótese adotada anteriormente, isto é, termelétrica a gás natural cujo fator de emissão é 442 tCO₂/GWh.

²¹ É importante ressaltar que as metodologias para a linha de base foram aprovadas pelo meth Panel, mas isso não significa que o projeto tenha sido aprovado.



- VEGA Bahia – A adicionalidade do projeto é demonstrada da seguinte forma: Existe um contrato de concessão pública da empresa com o município de Salvador para construção e operação do aterro sanitário. Como a recuperação e queima do metano no Brasil não é requerido por lei, a linha de base adota que cerca de 20% do metano será capturado e queimado (estimativa conservadora baseada nas melhores práticas). Portanto todo o metano a mais que for capturado e queimado é considerado adicional. Além disso, é demonstrada a barreira ao investimento²² (através do valor do contrato de concessão e da ausência de Lei para o gerenciamento do metano) e assim comprovada a adicionalidade do projeto. A geração de eletricidade é prevista no projeto mas não faz parte da linha de base (com e sem projeto).

- Nova Gerar - A linha de base considerada é a opção (b) do Protocolo de marraqueche, que é baseada na noção que o cenário futuro mais viável será determinado pela opção econômica mais racional. Sendo assim, alternativas que apresentam alguma barreira ao investimento são consideradas adicionais. O projeto Nova Gerar faz uma análise financeira para o investimento do projeto e considera o cenário “business-as-usual” como a única outra alternativa viável.

²² Conforme item 48 (b) do Acordo de Marraqueche (opções de linha de base) – citado anteriormente nesse trabalho

4. OPORTUNIDADES DE PROJETOS ENQUADRÁVEIS NO MECANISMO DE DESENVOLVIMENTO LIMPO – ENERGIA, RESÍDUOS SÓLIDOS E EFICIÊNCIA ENERGÉTICA

4.1. FONTES ALTERNATIVAS DE ENERGIA NO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL

4.1.1. 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 as hipóteses para a linha de base temos:

Tabela 15 – Potencial de Energia Eólica (PROINFA)

Hipóteses	Descrição	Geração	emissões evitadas	Receita (RCEs US\$ 5,00)	
1	termoelétricas a gás natural (442 tCO ₂ /GWh)	Geração eólica	1,7 milhões tCO ₂ evitadas/ano.	US\$ 8,5 milhões/ano	US\$ 2,21/MWh



2	margem operacional + margem construtiva (257 tCO ₂ /GWh)	em 2006 de 3.850 GWh/ano	990 mil tCO ₂ evitadas/ano.	US\$ 5,0 milhões/ano	US\$ 1,30/MWh
---	---	-----------------------------	--	----------------------	---------------

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 para hipótese 1. 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 pode auxiliar na redução do custo da energia.

Considerando a hipótese 2 teríamos cerca de US\$ 5,0 milhões correspondendo a US\$ 1,30/MWh.

A chamada pública do PROINFA atraiu 3.682 MW de projetos de energia eólica sendo que 1.100 MW foram contratados (setembro/2004). Portanto, 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.

4.1.2. 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 à cerca de 5.780 GWh/ano (fator de capacidade 60%). Considerando as mesmas hipóteses adotadas para a energia eólica, temos:

Tabela 16 – Potencial de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PROINFA)

Hipóteses	Descrição	Geração	emissões evitadas	Receita (RCEs US\$ 5,00)	
1	termoelétricas a gás natural (442 tCO ₂ /GWh)	Geração PCH em 2006 de	2,557 milhões tCO ₂ evitadas/ano.	US\$ 12,77 milhões/ano	US\$ 2,21/MWh
2	margem operacional + margem construtiva (257 tCO ₂ /GWh)	5.780 GWh/ano	1,5 milhão tCO ₂ evitada/ano.	US\$ 7,50 milhões/ano	US\$ 1,30/MWh

Portanto, para a hipótese 1 as emissões evitadas seriam de 2,55 milhões t CO₂/ano, o que corresponderia a uma receita de US\$ 12,77 milhões (RCEs a US\$

5,00) e a US\$ 2,21/MWh²³. Para a hipótese 2, seriam evitadas 1,5 milhões tCO₂/ano, correspondendo a uma receita de US\$ 7,5 milhões e a US\$ 1,30/MWh.

A chamada pública do PROINFA atraiu 1.924 MW sendo que 1.099 MW foram contratados (setembro/2004)

4.1.3. 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 à chamada pública, 995 MW de geração de energia a partir da biomassa²⁴. Conforme comentado anteriormente no item 1.2-c somente foram contratados 327 MW de biomassa devido a desistência da maioria dos empreendedores dos projetos de bagaço de cana²⁵. No entanto existe a possibilidade de na segunda rodada do PROINFA esses projetos serem reapresentados e os 1.100 MW completados. Caso não sejam, o potencial restante será dividido pelas outras fontes de energias renováveis (PCH e eólica).

Uma das dificuldades da geração de energia a partir do bagaço da cana, segundo a avaliação do MME, seria que o setor sucro-alcooleiro está acostumado aos rendimentos obtidos com o açúcar e álcool (que são mais altos) e além do mais a geração de energia elétrica para alimentar a rede de distribuição não seria a

²³ Este valor depende do fator de emissão da rede de distribuição (nesse 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). Considerando a hipótese 2 (margem operacional e margem construtiva) esse valor será US\$ 1,30/MWh

²⁴ Nenhuma geração a partir de biogás. Espera-se que algum empreendimento a partir do biogás venha a concorrer na segunda chamada pública.

²⁵ Essa desistência seria uma forma de pressionar o valor econômico da biomassa para cima. No entanto parece não haver, por parte do Governo, chances de que esse valor venha a ser alterado.

atividade fim do setor, e portanto existiria uma inércia inicial. Também, alguns problemas técnicos devem ser resolvidos tais como a conexão dessa energia na rede²⁶.

Portanto, para calcular o potencial de redução de gases de efeito estufa da geração de energia a partir da biomassa, será levado em consideração os 1.100 MW iniciais do Programa. A biomassa no PROINFA será responsável por gerar 6.750 GWh/ano (fator de capacidade 70%), que evitará para a hipótese 1, cerca de 2,98 milhões tCO₂/ano representando uma receita de US\$ 14,9 milhões/ano. E a redução no custo do MWh, como para as outras fontes, será de US\$ 2,21/MWh. Para a hipótese 2, teremos cerca de 1,73 tCO₂/ano, correspondendo a US\$ 8,7 milhões/ano e a US\$ 1,30/MWh.

Tabela 17 – Potencial de Biomassa (PROINFA)

Hipóteses	Descrição	Geração	emissões evitadas	Receita (RCEs US\$ 5,00)	
1	termoelétricas a gás natural (442 tCO ₂ /GWh)	Geração biomassa	2,98 milhões tCO ₂ evitadas/ano.	US\$ 14,9 milhões/ano	US\$ 2,21/MWh
2	margem operacional + margem construtiva (257 tCO ₂ /GWh)	em 2006 de 6.750 GWh/ano	1,73 milhões tCO ₂ evitadas/ano.	US\$ 8,7 milhões/ano	US\$ 1,30/MWh

4.1.4. PROINFA, 1º. Fase – Total

²⁶ A conexão de energia alternativa (biomassa, eólica) ainda é um problema que deve ser melhorado tecnicamente.

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 tCO₂/ano (hipótese 1) e 4,2 milhões tCO₂/ano (hipótese 2) . Considerando todo o período temos: 115,8 milhões tCO₂ e 67,6 milhões tCO₂ respectivamente para as duas hipóteses , o que nos daria uma receita total de US\$ 579 milhões (hipótese 1) e US\$ 336 milhões (hipótese 2) no final do período de 2006 - 2022.

Tabela 18 – Potencial PROINFA 1º. fase

Hipóteses	Descrição	Geração	emissões evitadas	Receita (RCEs US\$ 5,00)	
1	termoelétricas a gás natural (442 tCO ₂ /GWh)	PROINFA 1º. fase total – considerando que a 2º. fase PROINFA não ocorrerá	2006: 7,2 milhões tCO ₂ evitadas/ano.	US\$ 36,2 milhões/ano	US\$ 2,21/MWh
			Período 2006 - 2022: 115,8 milhões tCO ₂ evitadas.	Período 2006 –2022: US\$ 579 milhões	
2	Margem operacional + Margem construtiva (257 tCO ₂ /GWh)	16.380 GWh/ano a partir de 2006	2006: 4,2 milhões tCO ₂ evitadas/ano.	US\$ 21,0 milhões/ano	US\$ 1,30/MWh
			Período 2006 – 2022: 67,6 milhões tCO ₂ evitadas.	Período 2006 –2022: US\$ 336 milhões	

Para comparação, o investimento total do PROINFA 1º. fase é estimado em R\$ 8,6 bilhões (ou US\$ 2,87 bilhões, com o dólar a R\$ 3,00) (MME,2004).

4.1.5. PROINFA, 2º. fase

Apesar de haverem incertezas quanto a segunda fase do PROINFA, faremos um cálculo rápido para determinar quanto seria evitado de CO₂, 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 2º fase de forma que em 2020, 10% do consumo anual de energia elétrica sejam atendidos a partir de fontes alternativas de energia. Isto acarretaria uma expansão das fontes alternativas de energia de 16,4 TWh em 2006 para 77,7 TWh em 2022, ou seja cerca de 61,4 TWh a mais de geração a partir de fontes de energias renováveis.

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 tCO₂/ano (hipótese 1) e 19,9 milhões tCO₂/ano (hipótese 2). Calculando as emissões referentes ao período 2006 - 2022 temos um total de 350 milhões tCO₂ evitado, correspondendo a US\$1,75 bilhões para hipótese 1 e US\$ 204 milhões tCO₂ evitado, correspondendo a US\$ 1,17 bilhões para a hipótese 2 (RCEs a US\$ 5,00). Se considerarmos somente o PROINFA 2º. fase teríamos cerca de 134 a 230,5 milhões t CO₂ no período 2006-2012, que corresponderia a US\$ 0,670 a 1,15 bilhões.

Imaginando-se um valor incremental de 3,83 TWh/ano a ser adicionado ao sistema interligado devido a 2º. fase do PROINFA, de 2007 a 2022 (totalizando 61,4 TWh), teríamos como estimar por ano o potencial de redução de emissões de CO₂ e a receita obtida com a venda dos RCEs, conforme mostra a tabela 19.



Tabela 19 – Potencial PROINFA 2º. fase

Hipóteses	Descrição	Geração	emissões evitadas	Receita (RCEs US\$ 5,00)	
1	termoelétricas a gás natural (442 tCO ₂ /GWh)	PROINFA 2º. fase – 15% da demanda do crescimento anual do mercado de energia elétrica 16,38 TWh/ano em 2006 para 77,7TWh/ano em 2022	2006: 7,2milhões tCO ₂ evitadas/ano. 2022: 34,3 milhões tCO ₂ evitadas/ano. Período 2006 - 2022: 350 milhões tCO ₂ evitadas/ano.	Período 2006 –2022: US\$ 1,75 bilhões	US\$ 2,21/MWh
2	Margem operacional + Margem construtiva (257 tCO ₂ /GWh)		2006: 4,2milhões tCO ₂ evitadas/ano. 2022: 19,9 milhões tCO ₂ evitadas/ano. Período 2006 – 2022: 204 milhões tCO ₂ evitadas/ano.		
Somente PROINFA 2º. fase		61,4 TWh	986 mil a 1,7 milhão tCO ₂ evitadas/ano (considerando as duas hipóteses) Período 2006-2022: 134 a 230, 5 milhões tCO ₂ evitadas/ano	US\$ 4,9 a 8,5 milhões/ano Período 2006-2012: US\$ 0,670 a 1,15 bilhões	US\$ 1,30 a 2,21/MWh

4.1.6. 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. Segundo a ANEEL, existem cadastrados 184 autoprodutores do setor sucroalcooleiro, que somavam em 2003 uma capacidade instalada de 1.582 MW, cerca de 10% da capacidade termelétrica brasileira. Em 2002 foram comercializados 5.360 GWh de excedentes (1,6% do consumo de eletricidade no Brasil); apenas uma concessionária (CPFL) tinha 291 MW em contratos de compra em 2003 (Nogueira & Macedo, 2004).

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.

O avanço para tecnologias comerciais de co-geração mais eficientes na conversão termoelétrica está ocorrendo rapidamente (sistemas de co-geração, operando na safra, a 60-80 bar, com bagaço – o que nos dá um potencial de 4.800 MW). Na sequência deverá ser iniciado o uso de parte da palha da cana (talvez até 50%); e os sistemas com operação anual, usando ciclos de condensação-extração (o que nos daria um potencial de 7.000 MW). A tecnologia de gaseificação/turbina a gás é a grande promessa pois espera-se dobrar a energia gerada (potencial de 14.000 MW) pela mesma quantidade de biomassa quando comparada ao ciclo vapor com queima direta mais eficiente em uso hoje. Esta tecnologia não deverá estar comercial e competitiva em menos de 10 anos (Nogueira & Macedo, 2004).

Uma avaliação subjetiva, considerando os potenciais das tecnologias existentes hoje, o perfil conservador do setor, e as diferenças tecnológicas e de capacidade entre as usinas, indica um potencial realizável entre 4.000 e 5.000 MW, para 350 milhões t cana / ano.

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, pode vir a ser uma oportunidade para algumas indústrias expandirem 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 20 (Coelho et. al., 2003) 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 ($FC_{safra}=0,468$) ou durante o ano todo ($FC= 0,85$).

Tabela 20

Caso	Parâmetro do vapor gerado	Demanda de vapor de processo	Operação/fator de capacidade anual	Excedente elétrico	Investimento estimadoUS\$/kW (dólar a 3,00)
1	2,2 Mpa, 300°C	500kg/tc	safra/0,468	até 10 kWh/tc	216,00
2	4,2 Mpa, 400°C	500kg/tc	safra/0,468	até 20 kWh/tc	334,00
3	6,0 Mpa, 450°C	500kg/tc	safra/0,468	até 30 kWh/tc	500,00
4	6,0 Mpa, 450°C	500kg/tc	safra/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 (para 350 milhões t cana). A geração correspondente, considerando os diferentes fatores de capacidade, será entre 20,4 – 37,2 TWh. Isso nos dará cerca de 9,0 – 16,4 milhões tCO₂/ano evitada e a uma receita de US\$ 45 – 82,2 milhões/ano, para a hipótese 1; e 5,3 – 9,56 tCO₂/ano evitada e a uma receita de US\$ 26,5 - 47,8 milhões/ano, para hipótese 2.

Tabela 21 – Potencial de Bagaço de Cana

Hipóteses	Descrição	Geração	emissões evitadas (conforme fator de capacidade)	Receita (RCEs US\$ 5,00)	
1	termoelétricas a gás natural (442 tCO ₂ /GWh)	Geração de bagaço de cana fator de capacidade = 0,468 = 20,4 TWh/ano	9,0 – 16,4 milhões tCO ₂ evitadas/ano.	US\$ 45 – 82,2 milhões/ano	US\$ 2,21/MWh ou US\$ 0,12 – 0,24/ t cana
2	margem operacional + margem construtiva (257 tCO ₂ /GWh)	fator de capacidade = 0,85 = 37,2 TWh	5,3 – 9,56 milhões tCO ₂ evitadas/ano.	US\$ 26,5 – 47,8 milhões/ano	US\$ 1,30/MWh ou US\$ 0,075 – 0,14/ t cana

Os cálculos da tabela acima estão considerando o potencial absoluto anual que poderia ser obtido. Mas para se atingir os 5000 MW leva algum tempo. Assim, se imaginarmos que **para atingir este potencial se levasse 10 anos** teríamos um incremento anual em torno de 500 MW por ano, ou seja **2,04 TWh/ano ou 3,72 TWh/ano** dependendo se a operação é na safra ou no ano todo. Isso nos daria cerca de **0,9 a 1,64 milhões t CO₂/ano** para a hipótese 1 e **0,53 a 0,95 milhões t CO₂/ano** para a hipótese 2, correspondendo a cerca de **US\$ 4,5 a 8,2 milhões/ano** (hip.1) e **US\$ 2,65 a 4,78 milhões/ano** (hip. 2).

Como comparação, a remuneração do PROINFA para o bagaço de cana é em torno de R\$ 101,08/MWh (corrigido para setembro/2004) (ou US\$ 33,70/MWh, com dólar = 3,00 Reais). Segundo Nogueira & Macedo (2004) isso representaria R\$ 4,60/t cana. O faturamento com açúcar e álcool é de cerca de R\$ 60,00/t cana. Este fato é apontado por alguns como a principal barreira para a geração de energia elétrica a partir da biomassa. Mas o que precisa ficar bem claro para o setor, é que energia elétrica, açúcar e álcool são diferentes commodities com diferentes preços de mercado e que uma não impede a outra, mas sim se complementam. Dados do MME (2004) indicam que a TIR dos projetos com bagaço de cana é em torno de 14,89% .

4.1.7. Casca de arroz

O uso da 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 estimado é 1.200 MW, vamos imaginar a hipótese de que a totalidade deste potencial possa ser atingida em 10 anos. Assim teríamos cerca de 120 MW de capacidade construída anualmente de 2006 até

2015. Temos que a energia gerada seria de 630,7 GWh/ano (fator de capacidade de 60%) chegando ao final de 2015 com cerca de 6.307 GWh. Portanto, para a hipótese 1 seriam evitados cerca de 278,7 mil tCO₂/ano, que representam US\$ 1,39 milhões/ano (RCEs = US\$ 5,00); para a hipótese 2 esses valores seriam respectivamente 162 mil tCO₂ evitadas/ano cuja receita seria de US\$ 810,4 mil/ano.

Tabela 22 – Potencial de Casca de Arroz (somente geração de energia elétrica)

Hipóteses	Descrição	Geração	emissões evitadas	Receita (RCEs US\$ 5,00)	
1	termoelétricas a gás natural	Geração a partir da casca de arroz: 630,72 GWh/ano de 2006 a 2015	278,7 mil tCO ₂ /ano	US\$ 1,39 milhões/ano	US\$ 2,21/MWh
	(442 tCO ₂ /GWh)		Total: 2,7 milhões tCO ₂ evitadas	Total: US\$ 13,9 milhões	
2	Margem operacional + Margem construtiva	Total após 10 anos: 6.307 GWh	162,0 mil tCO ₂ /ano	US\$ 810,4 mil/ano	US\$ 1,30/MWh
	(257 tCO ₂ /GWh)		Total: 1,62 milhões tCO ₂ evitadas .	Total: US\$ 8,1 milhões	

É importante ressaltar, que esses cálculos foram obtidos utilizando como linha de base o fator de emissão da rede de distribuição do sistema interligado, conforme as hipóteses adotadas para a linha de base. No entanto na maioria dos empreendimentos, a linha de base para essa modalidade de projeto 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 modalidade de projeto, pode ser ainda maior.

Podemos, a título meramente ilustrativo, imaginar que para o potencial estimado de 1.200 MW, metade dos possíveis empreendimentos tenha como prática comum depositar a casca de arroz em aterros sanitários e a outra metade queimar ou simplesmente deixar a casca de arroz em um terreno qualquer.

Baseado no estudo feito para a Empresa Urbano Industrial, podemos fazer uma estimativa de qual seria o potencial de metano a ser evitado, caso a casca venha a ser enterrada ou depositada em aterros. Nesse estudo, a usina de 3 MW consumiria cerca de 42.800 toneladas de casca de arroz. A linha de base considera que essa casca seria disposta em aterro sanitário, e seria responsável pela emissão de cerca de 38.500 tCO₂/ano. Portanto, teríamos um coeficiente de 0,9 tCO₂/tonelada de casca de arroz.

Para o potencial estimado de 120 MW/ano (630,7 GWh/ano) seriam necessários cerca de 5,13 milhões de toneladas de casca de arroz por ano. Considerando somente 50% teríamos cerca de 2,57 milhões toneladas de casca que seriam depositadas em aterro. A emissão correspondente portanto seria de cerca de 2,31 milhões tCO₂ equivalentes/ano. Com o RCEs a US\$ 5,00 teríamos US\$ 11,56 milhões/ano, o que corresponderia a cerca de US\$ 4,47/tonelada de casca ou a US\$ 0,07/m³ CH₄.

Vale ressaltar que esse valor é somente uma estimativa, uma vez que é preciso analisar cada empreendimento para verificar qual seria a linha de base e o respectivo potencial de redução de metano.

Tabela 23 – Potencial de casca de arroz (considerando as emissões de metano)

Potencial	Tonelada de casca arroz necessária	Considerando que somente 50% seja encaminhada a aterros sanitários	Emissão correspondente (0,9 tCO ₂ / t casca)	RCEs = US\$ 5,00
120 MW / ano	5,13 milhões t casca/ano	2,57 milhões t casca/ano	2,31 milhões t CO ₂ /ano	US\$ 11,56 milhões/ano Que correspondem a US\$ 4,47/t casca ou US\$ 0,07/m ³ CH ₄
Total 1.200 MW	51,3 milhões t casca	25,7 milhões t casca	23,1 milhões t CO ₂	US\$ 115,6 milhões

4.1.8. Resíduos Sólidos Urbanos - Biogás de aterro sanitário

O cenário geral prospectivo que se estabelece para estimar a oportunidade de negócios possíveis com a venda de biogás de lixo para geração de energia elétrica ou de venda de créditos de carbono leva em conta os seguintes pressupostos:

- A quantidade aproximada de resíduos sólidos urbanos produzidos e efetivamente coletados no Brasil em 2000 foi cerca de 93.150 t/d²⁷ (33,5 milhões t/ano), . Vamos considerar que essa quantidade será constante, uma vez que o crescimento da produção de lixo, decorrente do aumento vegetativo da população e do consumo per-capita, será compensado pela evolução dos programas de reciclagem através de projetos de coleta seletiva, de instalações de triagem e novos processos de industrialização da reciclagem de materiais.

²⁷ Valor estimado em função da produção per capita média no país (0,75 kg/hab/dia), na população urbana de aproximadamente 138 milhões de habitantes (população urbana) e considerando que 90 % do total é efetivamente coletado. Este valor é diferente do estimado pelo IBGE (125.000 t/dia) em função de IBGE fazer o cálculo em cima de 169.489.853 habitantes (população urbana e rural)

- Quantidade de resíduos encaminhados a aterros sanitários e aterros controlados, onde as condições de decomposição são predominantemente anaeróbias : 70 % do total, ou seja, 65.000 ton/dia (23,4 milhões t/ano). Previsão do aumento do percentual encaminhado a aterros sanitários ou controlados: aumento gradativo até alcançar o total de 100% no ano 2015
- Produção média de biogás por tonelada de lixo, nas condições sócio-ambientais brasileiras: 180 metros cúbicos por tonelada de lixo²⁸
- Produção de 0,5 MWh/t de lixo nas condições brasileiras

- Quantidade média de metano no biogás ao longo da produção de gás no aterro: 50%
- Preço do MWh de energia gerada a partir de biogás no mercado atual de energia: US 50,00/MWh (vide Aterro Bandeirantes) – Preço do Metano US\$ 0,02/m³
- Potencial de aquecimento global (GWP) do metano: 21
- fator de conversão do metano: 0,000679 t CH₄/ m³ CH₄²⁹

Assim, para o cenário 1, considerando que somente 23,4 milhões t/ano de resíduos, que são depositados em aterros sanitários e controlados, poderiam ser aproveitados, temos uma geração de eletricidade de cerca de 11.700 GWh/ano. Essa geração de energia evitaria cerca de 5,1 milhões tCO₂/ano, para a hipótese 1 de linha de base e cerca de 3,0 milhões tCO₂/ano para a hipótese 2.

O cálculo da quantidade de metano, considera que o sistema instalado possua uma eficiência de 85%, ou seja 15% podem ser considerados como emissões fugitivas. Considerando a conversão de unidades para t CH₄/ano e o potencial de aquecimento global do metano teríamos cerca de 25,5 milhões tCO₂ eq³⁰. A esse valor podemos considerar menos 20% para contabilizar futuras obrigações legais ou melhoramentos na prática de gerenciamento de resíduos³¹. As emissões evitadas totais seriam a soma das emissões evitadas pelo uso do biogás em

²⁸ Conforme valor adotado pelo projeto VEGA, em Salvador da Bahia

²⁹ Conforme metodologia aprovada no projeto Nova Gerar

³⁰ Conforme metodologia aprovada do projeto Nova Gerar.

³¹ Conforme linha de base do projeto Nova Gerar

substituição a geração termoelétrica tradicional e as emissões evitadas de metano devido a sua captura: 25,5 milhões t CO₂ eq./ano para hipótese 1 e 23,4 milhões t CO₂ eq./ano para a hipótese 2.

A mesma metodologia de cálculo foi feita para o cenário 2 que considera o potencial possível em 2015, ou seja que todo o lixo coletado seja encaminhado para aterros sanitários: 33,5 milhões t/ano.

Além disso podemos adotar algumas hipóteses. Por exemplo é difícil supor que todo o metano que venha a ser capturado seja direcionado para geração de eletricidade. Uma vez que somente a captura e a simples queima do metano já seria um projeto MDL, podemos supor que no cenário brasileiro cerca de 50% do metano capturado seja direcionado para geração de eletricidade e os outros 50 % somente para a queima. Isso nos daria um total de emissões evitadas de cerca de 21,9 e 23 milhões tCO₂/ano para as hipóteses 1 e 2 respectivamente (Cenário 3).

Ainda, para efeito de comparação, vale ressaltar o preço do MWh da energia gerada a partir de biogás no mercado atual de energia conforme contrato do aterro Bandeirante em São Paulo- preço da energia: US\$ 50,00/MWh; preço do metano- US\$ 0,02/m³.

Sendo assim, para o cenário 3 (nas mesmas condições do aterro Bandeirantes), a eletricidade vendida (5,9 TWh/ano) a US\$ 50,00/MWh nos daria uma receita de US\$ 295 milhões/ano. A venda dos créditos de carbono nos daria uma receita de US\$ 12, 9 milhões/ano (hip. 1) e US\$ 7,5 milhões/ano (hip.2). Esse valor representa respectivamente cerca de 4,3% e 2,5% da receita obtida coma venda da eletricidade nas mesmas condições do aterro Bandeirantes.

Já a receita obtida com a venda do metano no aterro Bandeirantes conforme o contrato seria cerca de US\$ 35 milhões/ano em comparação a US\$ 102,1 milhões/ano da venda dos RCEs. Assim, a venda dos créditos de carbono no mercado internacional nos daria uma receita de cerca de US\$ 0,06/m³ CH₄. Esse valor é três vezes superior ao valor do metano comercializado no aterro Bandeirantes.

Portanto podemos verificar que o uso do biogás se torna vantajoso principalmente devido à possibilidade de mitigação do metano.

A tabela 24 abaixo exemplifica os cálculos adotados para hipótese 1 e hipótese 2 da linha de base:

Tabela 24 – Potencial de redução de emissão do biogás

	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3 – baseado cenário 1- hipótese: 50% do lixo para queima de metano e 50% para geração de eletricidade		Cenário 3 - Comparação com Aterro Bandeirantes
Quantidade de resíduos	23,4 milhões t/ano	33,5 milhões t/ano	11,7 milhões t/ano	11,7 milhões t/ano	
Produção eletricidade (0,5 MWh/t)	11,7 TWh/ano	16,8 TWh/ano	5,9 TWh/ano		receita obtida com a venda da energia do cenário 3 nas mesmas condições do Aterro Bandeirantes (US\$ 50,00/MWh) = US\$ 295 milhões
tCO ₂ /ano Hipótese 1 = 442 tCO ₂ /GWh Hipótese 2 = 257 tCO ₂ /GWh	Hipótese 1: 5,2 milhões tCO ₂ /ano Hipótese 2: 3,0 milhões tCO ₂ /ano	Hipótese 1: 7,4 milhões tCO ₂ /ano Hipótese 2: 4,3 milhões tCO ₂ /ano	Hipótese 1: 2,6 milhões tCO ₂ /ano Hipótese 2: 1,5 milhões tCO ₂ /ano		receita obtida com a venda da tCO ₂ para o Cenário 3 (eletricidade) (RCEs = US\$ 5,00/tCO ₂) = US\$ 12,9 milhões (hip. 1) e US\$ 7,5 milhões (hip. 2)
Quantidade de metano (Quant. de resíduos X 180 X 50%) X eficiência do sistema 85%	1,8 bilhões m ³ CH ₄ /ano	2,6 bilhões m ³ CH ₄ /ano	895 milhões m ³ CH ₄ /ano	895 milhões m ³ CH ₄ /ano	receita obtida com a venda do metano no aterro Bandeirantes (US\$ 0,02/m ³) = US\$ 35,8 milhões
Conversão (0,000679 tCH ₄ /m ³ CH ₄)	1,2 milhões tCH ₄ /ano	1,7 milhões tCH ₄ /ano	607,7 mil tCH ₄ /ano	607,7 mil tCH ₄ /ano	
Potencial Global (GWP) = 21	25,5 milhões tCO ₂ eq/ano	36,5 milhões tCO ₂ eq/ano	12,7 milhões tCO ₂ eq/ano	12,7 milhões tCO ₂	

				eq/ano	
menos 20% (de futuras obrigações legais ou melhoramentos no gerenciamento de resíduos)	20,4 milhões tCO ₂ eq/ano	29,2 milhões tCO ₂ eq/ano	10,2 milhões tCO ₂ eq/ano	10,2 milhões tCO ₂ eq/ano	receita obtida com a venda da tCO ₂ eq. para o Cenário 3 (metano) (RCEs = US\$ 5,00/tCO ₂): US\$ 102,1 milhões ou seja cerca de US\$ 0,06/m ³ CH ₄
Emissões evitadas totais (eletricidade + metano).	25,5 milhões tCO ₂ /ano (hipótese 1)	36,6 milhões tCO ₂ /ano (hipótese 1)	12,7 milhões tCO ₂ /ano (hipótese 1)	10,2 milhões tCO ₂ eq/ano	
	23,4 milhões tCO ₂ (hipótese 2)	28,5 milhões tCO ₂ (hipótese 2)	11,9 milhões tCO ₂ (hipótese 2)		
			Total cenário 3: 21,9 milhões tCO ₂ eq/ano (hip.1) e 23,0 milhões tCO ₂ eq/ (hip. 2) ³²		
Receita RCEs (US\$ 5,00)	US\$127,9 milhões (hipótese 1)	US\$183,3 milhões (hipótese 1)	US\$ 115,0 milhões (Hipótese 1)		
	US\$ 117 milhões (hipótese 2)	US\$ 168 milhões (hipótese 2)	US\$ 109,6 milhões (hipótese 2)		

Além disso, para se ter uma idéia do **potencial anual** possível, adotaremos a hipótese de que o potencial do cenário 3 levará cerca de 10 anos para ser atingido. Apesar de a tabela acima demonstrar o potencial por ano, o cálculo foi feito considerando o valor absoluto do potencial existente hoje sem considerar o tempo que seria necessário para atingi-lo. Isso nos daria um potencial anual de 2,34 milhões de tonelada de resíduos sendo 1,17 milhões/ano utilizados em projetos com geração de eletricidade e 1,17 milhões/ano em projetos de simples

³² faixa de valor, considerando as duas hipóteses

queima de metano, até atingir o potencial total em 2015, por exemplo. O resultado seria: **2,19 a 2,30 milhões t CO₂/ano correspondendo a US\$ 10,9 a 11,5 milhões/ano**

No PROINFA, apesar de estar contemplado a compra da eletricidade a partir do biogás de aterro sanitário, nenhum projeto foi apresentado na primeira rodada. Comentários de alguns stakeholders dizem que o índice de nacionalização exigido pelo PROINFA é muito alto e não permite investimentos neste setor.³³ Mesmo assim, para comparação, o valor de referência do biogás no PROINFA é R\$ 182,26 (valor atualizado para setembro/2004), ou seja, cerca de US\$ 60,75, valor este acima do preço pago no aterro Bandeirantes para a venda da eletricidade.

Também, conforme citado anteriormente, as oportunidades começam a surgir para este tipo de projeto no mercado internacional com os projetos da VEGA BAHIA e NOVA GERAR, que tiveram a metodologia de linha de base aprovadas no Painel metodológico do MDL. A tabela abaixo mostra o potencial de redução de gases de efeito estufa desses projetos (baseados nos PDDs – Project Designe Documento dos projetos) e o potencial de receita que poderia ser obtido com a venda dos RCEs a US\$ 5,00. Foi adotado um valor médio estimado por ano, para podermos ter uma idéia do potencial anual.

Tabela 25

Projeto	t CO₂ evitado/período	t CO₂ evitado/ano (valor médio estimado considerando o valor total dividido pelos anos de projeto)	Receita MDL (RCEs = US\$ 5,00/ t CO₂)
Nova Gerar	2003/2023: 11,8 milhões	562,8 mil/ano	2,8 milhões/ano
Vega Bahia	2003/2019: 14,5 milhões	851,7 mil/ano	4,3 milhões/ano

³³ Seminário "Tradable Renewable Energy Certificate", 17/05/04

4.2. NO SISTEMA ISOLADO

Os Sistemas Isolados Brasileiros, predominante térmicos e majoritariamente localizados e dispersos na Região Norte, atendem a uma área de 45% do território e a cerca de 3% da população nacional, ou seja aproximadamente 1,2 milhão de consumidores. (Eletrobrás, 2004). Os sistemas isolados estão localizados nas capitais da região Norte (exceto Belém) e no interior dos estados dessa região. Os sistemas isolados do interior caracterizam-se, basicamente, pelo grande número de pequenas unidades geradoras a óleo diesel e pela grande dificuldade de logística de abastecimento.

A necessidade da CCC- Conta Consumo de Combustível se deve ao fato de que o atendimento às necessidades energéticas dessas localidades possui uma estrutura de suprimento bem mais cara que nos sistemas interligados que se contrapõe a consumidores com padrões de renda abaixo da média nacional.

Segundo dados do Grupo Técnico de Trabalho da Região Norte – GTON (ELETROBRÁS, 2004), a geração de eletricidade nos sistemas isolados foi de cerca de 9.509 MWh, em 2003 sendo que a geração prevista para 2004 é de 10.387 MWh, conforme tabela abaixo:

Tabela 26 - Previsões de Carga Própria de Energia

CONCESSIONÁRIA	CP de Energia (MWh)			Crescimento (II) / (I) (%)
	Previsto 2003	Realizado 2003 (I)	Previsão 2004 (II)	
BOA VISTA ENERGIA	414.668	414.091	439.711	6,2
CEA	728.000	740.381	774.071	4,6
CEAM	684.150	710.321	775.711	9,2
CELPA	228.245	228.056	256.497	12,5
CEMAT	231.174	271.927	364.293	34,0
CER	86.433	78.082	94.971	21,6



CERON	1.934.500	1.983.633	2.168.015	9,3
ELETROACRE	590.602	576.431	624.694	8,4
ELETRONORTE BOA VISTA	2.676	2.804	2.831	1,0
ELETRONORTE PORTO VELHO	51.453	69.535	78.838	13,4
ELETRONORTE RIO BRANCO	-	8.090	11.435	41,3
ELETRONORTE MACAPÁ	48.983	48.099	52.335	8,8
TOTAL ELETRONORTE	103.112	128.528	145.439	13,2
MANAUS ENERGIA	4.430.115	4.340.718	4.695.829	8,2
CELPE	6.656	6.534	7.687	17,6
CEMAR	1.145	734	1.028	40,1
COELBA	831	775	887	14,5
ENERSUL	11.511	10.497	11.517	9,7
JARI CELULOSE	21.521	18.798	26.911	43,2
GTON	9.430.999	9.472.169	10.339.231	9,2
CELPE, CEMAR, COELBA, ENERSUL e JARI CELULOSE	41.664	37.339	48.030	28,6
TOTAL	9.472.663	9.509.508	10.387.261	9,2

Fonte: Plano de Operação para 2004 Sistemas Isolados, GTON

Desse total, cerca de 6.951 MWh em 2003 foram provenientes de geração termoelétrica e a previsão para 2004 é de 7.276 MWh (4,7% a mais). A tabela 27 abaixo mostra o consumo de combustível por Concessionária:

Tabela 27 - Previsão de Geração Térmica e Consumo de Óleo por Concessionária

Concessionária		Tipo de Óleo	Geração (MWh)	Quantidade ⁽¹⁾
BOVESA		DIESEL	40.825	15.513
CEA		DIESEL	52.960	15.888
CEAM		DIESEL	665.727	199.718
CELPA		DIESEL	256.497	76.949
CEMAT		DIESEL	237.985	71.395
CER		DIESEL	51.060	15.318
CERON		DIESEL	244.294	73.288
ELETROACRE		DIESEL	143.574	43.072
ELETRONORTE	Porto Velho	DIESEL	300.576	80.885
	Porto Velho	PTE	769.730	292.497
	Rio Branco	DIESEL	231.932	83.918
	Macapá	DIESEL	363.622	119.906
MANAUS ENERGIA		PTE	1.948.378	694.493
		PGE	1.061.722	222.962
		COMBUSTÍVEL	575.251	189.833
CGE		DIESEL	283.723	82.280
CELPE		DIESEL	7.687	2.306
CEMAR		DIESEL	1.028	308
COELBA		DIESEL	887	266
ENERSUL		DIESEL	11.517	3.455
JARI CELULOSE		DIESEL	26.911	8.073
TOTAL		DIESEL	2.920.805	892.538
		PTE	2.718.108	986.990
		COMBUSTÍVE	575.251	189.833
		PGE	1.061.722	222.962
TOTAL DE GERAÇÃO TÉRMICA			7.275.886	-

Nota: ⁽¹⁾ Diesel e PTE em 1000 l; PGE e Combustível em toneladas.

Fonte: Plano de Operação para 2004 Sistemas Isolados, GTON

O cálculo do consumo de combustíveis, considerando os consumos médios verificados em 2003, é em torno de 0,3 l/kWh. A tabela abaixo mostra o consumo de combustível:

Tabela 28

Previsão de Consumo de Óleo			
Tipo	Verificado 2003	Plano 2004	Variação (%)
Consumo de Óleo Diesel (mil litros) ⁽¹⁾	716.089	892.538	25
Consumo de Óleo PTE (mil litros)	813.058	986.990	21
Consumo de Óleo Combustível (toneladas)	184.953 1	89.833	3
Consumo de Óleo PGE (toneladas)	235.285	222.962	-5

Nota: ⁽¹⁾ Inclui 15.513 mil litros de óleo diesel para o Sistema Boa Vista, dos quais 14.929 mil litros correspondem à reserva estratégica (aproximadamente um mês de atendimento) a ser utilizada no caso de falha da interligação com o Sistema venezuelano e 584 mil para garantir a condição operativadas unidades geradoras de reserva da UTE Floresta (uma partida semanal com duração de 30 minutos).

Segundo dados do Plano Decenal de Expansão (PDE) do Setor Elétrico 2003/2012 a previsão de crescimento da demanda estima que em 2007 o consumo de eletricidade seria de 9,6 TWh, valor esse que segundo o GTON, foi atingido em 2003 conforme tabela 26. Portanto, utilizaremos nesse trabalho os dados do GTON, para calcularmos qual seria o consumo futuro de energia elétrica (linha de base).

O crescimento da demanda de energia elétrica entre 2003 e 2004 foi de cerca de 9,2% sendo que 4,7% correspondeu ao crescimento da geração termoeletrica. Considerando essa taxa de crescimento ao ano teríamos em 2012 o consumo de 10.507 GWh de termoeletricidade (3.231 GWh a mais que em 2004).

Ainda, segundo o GTON, para 2004 as quantidades previstas de óleo diesel e óleo PTE são 40% superior e 18% inferiores as quantidades previstas para 2003 em função dos seguintes fatores: Em 2003 foi prevista a utilização de óleo PTE no atendimento a Rio Branco a partir do suprimento de Porto velho. No entanto conforme despacho verificado em 2003 o atendimento se deu a partir de óleo diesel; E restrição de produção de óleo PTE pela PETROBRÁS DISTRIBUIDORA limitada a cerca de 80 milhões de litros/mês.

Assim, podemos supor que o atendimento da demanda até 2012 será feita prioritariamente com óleo diesel³⁴. 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 tCO₂/GWh³⁵.

Para gerar 3.231 GWh seriam necessários cerca de 969,3 milhões de litros de óleo diesel. Isso corresponderia a uma emissão de cerca de 2,8 milhões tCO₂ em 2012. Se essa geração fosse feita através de energias renováveis (Projeto MDL) essa emissão seria evitada e teríamos uma receita da venda dos créditos de carbono (RCEs) em torno de US\$ 14 milhões no ano de 2012, ou cerca de US\$ 4,33/MWh. Considerando a taxa de crescimento da capacidade de geração em 4,7% ao ano, teríamos como estimar a tCO₂ evitada e a receita obtida por ano.

Tabela 29

ano	Geração termoeletrica sistema isolado (GWh)	variação anual (GWh)	tCO ₂ evitada (caso seja utilizada energia renovável)	Receita MDL (RCEs=US\$ 5,00)
2004	7.275	0	0	0
2005	7.617	342	296.107	1,4 milhões
2006	7.975	358	310.024	1,5 milhões
2007	8.350	375	324.595	1,6 milhões
2008	8.742	392	339.851	1,7 milhões
2009	9.153	411	355.824	1,77 milhões

³⁴ A taxa de crescimento do óleo combustível e óleo PGE entre 2003 e 2004 foi de 3% e -5%. Sendo assim esses óleos não serão considerados no cálculo da demanda futura.

³⁵ Obtido com base na eficiência média de geradores diesel em operação no país em 2002 (MME, 2003)



2010	9.583	430	372.548	1,86 milhões
2011	10.034	450	390.058	1,95 milhões
2012	10.505	472	408.390	2,1 milhões
TOTAL		3.231	2.797.398	13,9 milhões

Podemos considerar ainda, como projeto MDL, a troca do diesel por combustíveis renováveis, tal como o biodiesel, ou a biomassa para a geração de eletricidade já existente. Em 2004 a geração prevista é de 7.275 GWh, sendo 2.921 GWh a partir do óleo diesel. Supondo que metade dessa geração possa ter o óleo diesel trocado por combustíveis renováveis gradativamente até 2010, teríamos cerca de 1,3 milhões tCO₂ e US\$ 6,3 milhões de receita proveniente dos RCEs (=US\$ 4,33/MWh), em 2010.

Tabela 30

ano	Troca do diesel por combustível renovável (GWh)	Emissões evitadas/ano tCO₂	Receita RCEs (US\$ 5,00)
2004	0		
2005	243	210.438	1.052.190
2006	243	210.438	1.052.190
2007	243	210.438	1.052.190
2008	243	210.438	1.052.190
2009	244	211.304	1.056.520
2010	244	211.304	1.056.520
Total	1.460	1.3 milhões	6.3 milhões

A venda dos RCEs, mais a CCC, pode tornar viável o uso de energia renovável pelas concessionárias de energia nos sistemas isolados.

4.2.1. Universalização do acesso

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 31:

Tabela 31

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
Brasil - total	774.355	1,9	1.942.012	24,3

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 1.1 – c, mostrou ser um instrumento eficiente para subsidiar o diesel. 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.

Tabela 32

Acesso a energia elétrica da população rural e urbana na região norte e Brasil, 1991			
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 33

Acesso a energia elétrica da população rural e urbana na região norte e Brasil, 2002			
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)

Para a demanda a ser atendida no sistema isolado consideraremos os dados da tabela 31 para a área 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 para a universalização do acesso 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.

Como a universalização do acesso, segundo o programa Luz para Todos deve estar concluído em 2008, vamos imaginar para o período 2005/2008 que o atendimento será de cerca de 415.151 domicílios por ano até atingir o total de 1.660.607 domicílios em 2008. A tabela 34 mostra os cálculos da geração de energia anual e a quantidade de óleo diesel necessário para atender a demanda:



Tabela 34

Ano	Sistema isolado – demanda a ser atendida (domicílios)	Consumo médio por domicílio *	geração de energia necessária, MWh	média de consumo de diesel	Litros de Diesel consumido	t CO ₂ evitada	Receita MDL (RCEs = US\$ 5,00)
2005	415.151	240 kWh/ano (20 kWh/mês)	99.636/ano	0,3l/kWh	29.890.872/ano	86,4 mil tCO ₂ /ano	US\$ 432 mil /ano
2006	415.151						
2007	415.151						
2008	415.151						
Total	1.660.607						

* hipótese adotada pelos autores

Como o fator de emissão do diesel é 866 tCO₂/GWh então a emissão correspondente seria 86,4 mil t CO₂/ano até atingir um total de 346 mil tCO₂ em 2008. Se fossem utilizadas 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\$ 432 mil/ano até atingir 1,7 milhão em 2008, representando cerca de 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 1.2 –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\$ 200,00 a US\$ 283,00, dólar = R\$ 3,00), podendo chegar em alguns casos a R\$ 1,6 mil (US\$ 533,00). 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 na universalização do acesso 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/m², sendo que no nordeste pode chegar a 260 Wh/m². 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 isolados³⁶ 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, sendo necessário maiores estudos nessa área. Segundo informações obtidas com a EcoSecurities (entrevista pessoal), esse potencial deve ser no mínimo duas vezes maior, uma vez que a empresa possui em sua carteira, projetos de biomassa para sistemas isolados, que sozinhos quase totalizam 110 MW.

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

³⁶ dados obtidos em levantamentos de campo realizados pelo CENBIO

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), baseados em levantamento de campo, 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.

4.3. ÁLCOOL COMBUSTÍVEL

A oportunidade do álcool combustível como um projeto MDL depende da variação do preço do barril do petróleo no mercado internacional e das barreiras existentes a sua produção no mercado nacional. Conforme Nogueira e Macedo (2004) “o custo de produção sustentável (econômica, social e ambientalmente), em janeiro de 2003, para o Centro-Sul brasileiro, era de US\$ 0,16 / litro de etanol, sendo competitivo portanto, frente à gasolina (US\$ 0,21 / litro), a partir do petróleo, com o preço estimado em US\$ 24 o barril. Os recentes aumentos no preço do petróleo bruto tornam a produção de etanol ainda mais competitiva”. Assim, somente se o preço do barril do petróleo estiver abaixo de US\$ 24 existiria uma barreira financeira para o aumento da produção de álcool no país. Nesse caso, haveria como comprovar a adicionalidade do álcool para um projeto MDL e 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.

Outro aspecto a ser considerado é a introdução dos carros Flex Fuel no mercado brasileiro. Segundo Nogueira e Macedo (2004)³⁷ “o mercado interno para etanol nos últimos 12 anos (até 2002) ficou relativamente estável, mas ocorrendo uma transição contínua de etanol hidratado para anidro, em decorrência da quase extinção da venda de carros a álcool. O aumento recente na produção nos últimos dois anos (em 2003 a produção foi cerca de 13,5 bilhões de litros) ocorreu porque o preço muito baixo do etanol provocou misturas com maior porcentagem de etanol e por causa da introdução dos carros Flex Fuel, que têm respondido por quase 30% das vendas. Este último fato poderá causar uma mudança sensível no consumo de etanol nos próximos anos. Uma verificação básica é que quando a relação de preço do álcool / gasolina for menor que 0,7 o consumidor utiliza álcool, se possível. Essa condição tem sido mantida nos principais mercados no País, e deve ser reforçada com a reforma tributária”.

Simulações produzidas pela Datagro com um modelo desenvolvido para a Comissão de Reexame da Matriz Energética³⁸ (considerando o crescimento da frota, venda de veículos novos a álcool ou Flex Fuel e mantendo 26% de etanol na gasolina) apresentam como estimativa da demanda do mercado interno de cerca de 22 bilhões de litros em 2013 (sendo 9,4 anidro, 11,54 hidratado e 1,10 para outros fins). Uma avaliação feita pela Câmara Setorial da Cadeia Produtora do Açúcar e Álcool indica demanda interna de 16,9 bilhões de litros em 2010 e 26,3 bilhões de litros em 2015, convergindo portanto para o valor de 22 bilhões de litros em 2013.

Para atingir essa produção seriam necessários um aumento de cerca de 125 – 192 milhões de toneladas de cana/ano até 2013³⁹, exigindo áreas novas de 1,9 – 2,5 milhões ha. Para isso seriam necessários aproximadamente apenas 2% da área de expansão existente (90 milhões de ha, apenas em cerrados) e portanto não existem limitações neste sentido.

Sendo assim, e caso seja mantida a recente tendência do preço do barril de petróleo a US\$ 40, podemos dizer que o álcool é competitivo e ficaria difícil

³⁷ In: cadernos NAE, Biocombustíveis

³⁸ Nogueira e Macedo (2004). Comunicação ao CGEE por Luiz C. Correia Carvelho, 2004)

³⁹ Este valor considera somente o mercado interno de álcool. Caso se considere o potencial de exportação (mais 4,4 bilhões de litros de álcool) seriam necessários cerca de 150 a 230 milhões de t de cana /ano correspondendo a cerca de 2,2 a 3 milhões de hectares.

comprovar a adicionalidade para um projeto MDL, ou seja, fica difícil comprovar que o álcool não é linha de base, pois não existem barreiras para que a demanda de álcool não seja atendida naturalmente com as condições de mercado existentes. Por outro lado, caso o preço do barril do petróleo venha a cair a patamares inferiores a US\$ 24, existiria então uma barreira financeira a ser superada, que não iria ocorrer naturalmente sem um estímulo financeiro a mais. Portanto, o álcool combustível para ser enquadrável num projeto MDL teria que apresentar barreiras financeiras e/ou estratégicas que venha a justificar a adicionalidade na linha de base.

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

O Brasil produz cerca de 13,5 bilhões de litros de álcool anualmente, sendo a metade álcool anidro (6,75 bilhões de litros). Vamos considerar o álcool anidro como linha de base, pois seu consumo ocorrerá independentemente de se ter carros flex fuel ou não. Conforme estimativas da Datagro, em 2013 o consumo do álcool hidratado será de 11,54 bilhões de litros e portanto cerca de 4,80 bilhões de litros a mais que em 2003. Imaginado-se que haja um crescimento anual da produção de 480 milhões de litros/ano no período 2004/2013, até atingir 4,80 bilhões de litros em 2013; e considerando que o álcool hidratado evita $1,7 \text{ tCO}_2/\text{m}^3$ teríamos cerca de 816 mil t CO_2 /ano evitada até atingir em 2013 cerca de 8,2 milhões de t CO_2 evitados/ano.

Considerando o preço da tonelada de CO_2 em torno de US\$ 5,00, teríamos uma receita proveniente do MDL em torno de US\$ 4,0 milhões/ano atingindo US\$ 41 milhões no ano de 2013 correspondendo a US\$ 8,4/ m^3 .

A tabela abaixo exemplifica os cálculos:

Tabela 35

Ano	Potencial	t CO₂ evitada	Receita MDL (RCEs = US\$ 5,00)	
2004	480 milhões de litros/ano	816 mil/ano	4,0 milhões/ano	US\$ 8,4 / m ³
2005				
2006				
2007				
2008				
2009				
2010				
2011				
2012				
2013				
Total	4,8 bilhões de litros	8,2 milhões/ano	41 milhões/ano	

Pare efeito de comparação o custo de produção de álcool (e&e, 2002) varia em torno de US\$ 680/m³ a US\$ 280/m³, dependendo da quantidade produzida. Considerando um custo médio de US\$ 400/m³, a receita obtida com a venda dos créditos de carbono corresponderia a cerca de 2,2% do custo do álcool.

4.4. BIODIESEL

O Biodiesel é um combustível obtido a partir de óleos vegetais, novos ou usados, através do processo de transesterificação ou alcoólise⁴⁰. 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. Mas, apesar de não existirem obstáculos técnicos ou normativos, sua utilização implica disponibilidade dos insumos, segurança no abastecimento, capacidade de processamento pela indústria e integração final aos circuitos de distribuição.

Muitas oleaginosas podem ser utilizadas. Conforme o relatório “Avaliação Preliminar do Biodiesel no Brasil” (Macedo & Nogueira, 2004) a área necessária para suprir 5% do diesel com biodiesel utilizando oleaginosas locais (soja, dendê e mamona) seria cerca de 3 milhões ha. A área de expansão possível para grãos é de pelo menos 90 milhões ha (no cerrado); e as áreas aptas para dendê atingem, na Amazônia, cerca de 70 milhões ha. A mamona seria uma opção agrícola rentável para as regiões árida e semi-árida do Nordeste, independentemente do uso para biodiesel, uma vez que o óleo de mamona tem alto valor de mercado⁴¹. Mesmo assim o governo pretende investir na mamona para geração de biodiesel no Nordeste, ampliando as áreas de cultivo, que hoje é cerca de 130.000 ha (em 2002) distribuídos principalmente em pequenas unidades de aproximadamente 15 hectares.

Considerando apenas um programa de substituição de 1% do óleo diesel a partir da mamona, seria preciso multiplicar por oito a produção atual, sendo neste caso essencial o fortalecimento da base agrícola (maior número de variedades). Isto seria teoricamente possível, mas neste caso o programa visaria muito mais a atender aspectos sociais do que as necessidades de energia. O modelo proposto

⁴⁰ 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

⁴¹ Este potencial deve ser explorado, com ganhos bem superiores aos da produção de biodiesel

para a produção (assentamentos familiar “assistido”) deve ser bem avaliado nos seus múltiplos aspectos, com ênfase em custos totais e renda; e deve considerar a alternativa de exportação do óleo de mamona (usos não energéticos).

A soja tem base agrícola adequada e uma enorme experiência acumulada na produção, como cultura extensiva, de grandes áreas. Utiliza 20 milhões de hectares, havendo cerca de 100 milhões de hectares aptos para a expansão. Não há limitações técnicas ou de áreas para suportar um programa de biodiesel para misturas. Deve-se somente observar o conflito que pode ser gerado entre a produção para fins energético e para fins de alimentação.

O dendê (independentemente de programas para biodiesel) merece muita atenção. A produção mundial de óleo de dendê deverá ultrapassar a de soja no final da década; o Brasil produz apenas 0,5% do total mundial, embora tenha o maior potencial (áreas com aptidão agrícola) do mundo. Tecnologia de produção agrícola moderna é praticada no País, há também uma experiência em curso (agricultura familiar “assistida”) que deve ser bem avaliada. A atual oferta de variedades é adequada para a pequena produção, mas a expansão da cultura exigirá fortalecimento da pesquisa agrônômica.

Em termos de custo, na Europa e nos Estados Unidos o custo do biodiesel é cerca de 1,5 a 3 vezes maior que o diesel mineral. O seu uso é justificado por externalidades positivas (meio ambiente, geração de emprego, segurança, balança de pagamentos). Portanto é necessário conhecer os custos atuais e esperados no futuro, aqui no Brasil, de forma a dimensionar os níveis de subsídio; valorizar as externalidades importantes; e decidir sobre sua adequação, se for o caso”.

A possibilidade do Biodiesel como projeto MDL são bastante significativas pois existem barreiras financeiras e barreiras operacionais (aspectos de plantio e de escala que devem ser considerados) que possam justificar a adicionalidade. Além disso, segundo testes realizados no biodiesel proveniente de óleos vegetais e de fritura, a redução de emissão de GEE é da ordem de 78% (Oliveira, 2003).

O governo pretende iniciar o probiodiesel até o final do ano (2% de biodiesel ao diesel). O Brasil consome anualmente cerca de 39,2 bilhões de litros de óleo diesel (aproximadamente 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 de divisas anual de US\$ 160 milhões.

Além disso, a substituição do diesel pelo biodiesel na proporção de 2%, considerando que o diesel possui uma emissão de cerca de 2,7 t CO₂/ m³ (IPCC, 2003), e o biodiesel evita cerca de 78% dessas emissões, evitará cerca de 1,7 milhões de tCO₂/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. Ainda, segundo o relatório “Avaliação Preliminar do Biodiesel no Brasil” (Macedo & Nogueira, 2004) a venda dos créditos de carbono a US\$ 5,00 corresponderiam a apenas 3% do custo de produção (considerando os custos para a soja e potencial de redução das emissões dos gases de efeito estufa (GEE) da ordem de 40 – 60% conforme dados do biodiesel de canola, na Europa). Como aqui no Brasil, estudos apontam uma redução de emissões da ordem de 78% para óleos vegetais e residuais, a venda dos créditos de carbono pode corresponder a mais de 3% do custo de produção para este caso. Para a soja, no entanto, estudos feitos até o momento indicam que seu potencial de redução de emissões de GEE seria próximo ao observado com o biodiesel de canola.

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_x para uma mistura de 5% do biodiesel ao diesel podendo chegar a 13% de NO_x quando utilizado o biodiesel puro. Isto deve ser considerado porque o NO_x é um dos principais precursores do ozônio troposférico, atualmente o mais grave problema de qualidade do ar em São Paulo. Sua atenuação tem sido sugerida com o uso de aditivos e alterações nos motores.

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.

4.5. EFICIÊNCIA ENERGÉTICA

4.5.1 PROCEL

Os dados aqui apresentados foram baseados no estudo elaborado para o PROCEL e apresentado ao Global Environmental Facilities “Greenhouse Gas Emission Avoided by Procel 1990 – 2020”. Conforme este relatório, o potencial de redução de GEE para o período considerado (1990-2020) seria em torno de 883 milhões t CO₂ eq. O ponto de partida para as estimativas contidas no relatório levam em consideração as metas do PROCEL: atingir 130 TWh de economia em 2015. De 2015 até 2020 adotou-se a hipótese de que a taxa da energia elétrica economizada pelo PROCEL seria de 8% ao ano.

A redução das emissões de gases de efeito estufa alcançada pelo PROCEL foi obtida conforme cenário de expansão da geração elétrica no país (de 1998 até 2007 dados do Plano Decenal de Expansão e de 2008 até 2020 assumindo-se taxa de crescimento de 4,2%) chegando em 2020 a uma geração de 853 TWh, conforme estrutura apresentada na tabela 36:

Tabela 36

ano	Geração (TWh/ano)	Estrutura (%)						
		Hidro	Gas natural	Carvão	Diesel	Óleo combustível	Nuclear	Transm.
2020	853	63,2%	20,8%	9,7%	0,8%	0,7%	2,3%	2,5%

Considerando as metas do PROCEL, a tabela abaixo mostra as emissões de gases de efeito estufa do setor elétrico e as emissões evitadas a partir de 2006 bem como a receita que poderia ser obtida com a venda dos créditos de carbono

(considerando os RCEs = US\$ 5,00). Foi considerado um valor médio anual estimado, de forma a termos uma idéia do potencial anual:

Tabela 37

Ano	Linha de base: Geração de energia sem conservação TWh/ano	Geração de energia com conservação de energia TWh/ano	Energia Economizada TWh/ano	E Emissões do setor elétrico (milhões tCO ₂ eq)	E1 Emissões evitadas pela conservação de energia (milhões tCO ₂)	$E1 * 100 / (E + E1)$ Emissões evitadas (% comparação com a linha de base)	Receita obtida com RCEs (= US\$ 5,00) milhões de US\$
2006	501,5	484,5	17	40	16	28	80
2007	514,6	494,9	19,7	42	21	33	105
2008	541,6	518,7	22,9	50	24	32	120
2009	570,3	543,7	26,6	59	27	31	135
2010	600,0	566,6	33,4	67	31	32	155
2011	632,5	590,4	42,1	75	35	32	175
2012	667,6	615,2	52,4	84	41	33	205
2013	705,6	641,1	64,5	94	47	33	235
2014	746,7	668,1	78,6	104	54	34	270
2015	791,4	696,2	95,2	115	63	35	315
2016	829,6	725,5	104,1	127	69	35	345
2017	869,9	755,9	114	139	75	35	375
2018	912,2	787,7	124,5	153	82	35	410
2019	956,8	820,8	136	167	90	35	450
2020	1003,8	853	150,8	183	98	35	490
Total 2006/2020			1081,8	1499	773	32	3865 correspondendo a US\$ 3,57/MWh economizados
Valor médio estimado			72 TWh/ano		52 milhões t CO₂/ano		US\$ 257,7 milhões/ano

Segundo ainda o relatório, os investimentos necessários a conservação de energia pelo PROCEL é em torno de US\$ 10/MWh. Portanto, a receita obtida com os certificados seria aproximadamente 1/3 dos investimentos necessários. No entanto seria preciso verificar a adicionalidade do PROCEL, uma vez que já existe um planejamento feito pelo governo e o Programa já está em andamento.

4.5.2 CONPET

Conforme dados obtidos na Petrobrás (2004), dentre os projetos do CONPET que já possuem algum resultado o Projeto Economizar se destaca. Este projeto é voltado para frotas de empresas de transporte rodoviário/urbano de cargas e passageiros, e tem por objetivo otimizar o uso do diesel e reduzir a emissão de fumaça negra.

A Petrobrás oferece o equipamento necessário, a metodologia, o treinamento e o suporte técnico. Os custos com veículos e da operacionalização é financiado pelo setopr privado (dono das frotas).

Dados do CONPET para 2003, estimam uma economia anual em torno de 300 milhões de litros economizados por ano correspondendo a cerca de 800.000 tCO₂/ano (emissão do diesel = 2,7 t CO₂/m³). Vale ressaltar que esses dados são estimados pois os dados exatos dependem do retorno das informações dos donos da frota de quanto foi realmente economizado.

O projeto Transportar é semelhante ao Economizar, só que é dirigido a transportadores de combustíveis que utilizam o terminal de abastecimento da Refinaria Henrique Lage – REVAP em São José dos Campos.

Esse programa é de difícil quantificação pois é baseado na adesão voluntária de cada caminhoneiro. Ao sair do stand do programa, não se tem como avaliar se o motorista fará as regulagens necessárias ou não. Somente num caso de reavaliação seria possível avaliar e quantificar.

Mesmo assim, existem algumas estimativas para os 18 meses do programa (até março de 2004) que apresentam como economia de diesel algo em torno de 15%, ou seja cerca de 13.600.000 l/ano e redução de 38.000 tCO₂/ano.

Outro programa do CONPET é a etiquetagem de fogões. Esse programa tem como objetivo estimular a produção e utilização de fogões mais eficientes e seguros e auxiliar o consumidor na compra de seu aparelho doméstico a gás com as informações contidas na etiqueta.

Cerca de 3,7 milhões de fogões são fabricados por ano no País e 90% deles utilizam o gás liquefeito de petróleo (GLP). Assim, melhorar o desempenho destes equipamentos significa reduzir os gastos com GLP no orçamento doméstico. Com o Programa de Etiquetagem, os novos fogões fabricados no Brasil consomem, em média, 13% menos GLP do que os modelos antigos. E 50% destes equipamentos já atingiram a faixa “A” de eficiência (61%).

Uma economia de 13% do consumo nacional de gás de cozinha (GLP) representa uma redução de aproximadamente 1,5 milhão m³/ano o que corresponde a cerca de 150 dias de importação de GLP e a dois botijão de GLP/família/ano.

Outro projeto interessante é o “Ônibus a Gás”. O objetivo é operar um ônibus movido a GNV – Gás Natural Veicular em uma linha regular da Cidade do Rio de Janeiro, visando demonstrar a viabilidade técnica e econômica desta nova tecnologia, bem como, a identificação de novos fatores capazes de contribuir para a sua otimização. No momento o CONPET possui apenas uma unidade, com o intuito de:

- Difundir a cultura do uso de GNV em Ônibus
- Treinar e capacitar Mão de Obra
- Levantar Indicadores de:
 - Desempenho (GNV x DIESEL)
 - Consumo de Combustível e Lubrificantes
 - Custos de Manutenção
- Demonstrar que a Tecnologia GNV é segura e confiável

O mercado potencial estimado pelo CONPET (baseado em 47 empresas filiadas ao Sindicato das Empresas de Transporte de Passageiros do Município do Rio de Janeiro), é apresentado na tabela abaixo:



Tabela 38

Empresas Filiadas	47
Linhas Operadas	854
Frota de Ônibus	7.353
Passageiros/mês	90 milhões
Diesel consumido	20 milhões de litros/mês

Por ser um projeto piloto, o “ônibus a gás” pode vir a se tornar uma possibilidade interessante para um projeto MDL em parceria com os donos das frotas de ônibus.

A tabela abaixo, apresenta uma síntese do potencial do CONPET, por projeto e sua viabilidade para projeto MDL:

Tabela 39

Projetos:	Quantidade de combustível economizado e/ou substituído	TCO₂ evitados Fator de emissão: Diesel = 2,7 tCO₂/m³ GLP = 1,2 tCO₂/m³ Gás natural = 2,057 tCO₂/m³	Potencial de RCEs (RCES = US\$ 5,00)	Observações
Economizar	300 milhões l diesel/ano	800 mil	US\$ 4 milhões	-É preciso comprovar a adicionalidade do projeto, pois a redução do consumo de diesel é de interesse dos donos das frotas. Uma das possibilidades de se comprovar a adicionalidade seria comprovar um custo incremental para a Petrobrás e/ou para o dono das frotas que limitaria a regulação feita nas frotas (tempo) ou a ampliação do programa pela Petrobrás. Comprovar que sem a participação da Petrobrás a redução do consumo de diesel não

				<p>ocorreria normalmente.</p> <p>Os créditos de carbono poderiam ser divididos com os donos das frotas, como forma de manter o projeto operando.</p> <p>- Apresenta dificuldades no monitoramento da quantidade dos combustíveis economizado</p>
Transportar	13,6 milhões l diesel/ano	38 mil	US\$ 190 mil	<p>- Assim como o anterior, apresenta as mesmas possibilidades, sendo que os créditos de carbono poderiam servir para reduzir os custos de ampliação do programa para outras refinarias da Petrobrás.</p> <p>- Apresenta dificuldades no monitoramento da quantidade dos combustíveis economizados</p>
Etiquetagem de fogões	1,5 milhões m ³ /ano de GLP	1,8 milhão	US\$ 9 milhões	<p>Hoje somente 50% dos fogões apresentam o nível A de eficiência. Poderia ser requerido os créditos de carbono como forma de reduzir o custo necessário a ter toda a produção de fogões (100%) com nível A de eficiência</p>
Ônibus a gás	240 milhões l/ano	<p>494 mil (emissão com o gás natural)</p> <p>648 mil (emissão com o diesel)</p> <p>emissão evitada: 154.320</p>	US\$ 771 mil	<p>Apresenta boas possibilidades de enquadramento ao MDL, uma vez que é um projeto piloto e a sua implementação apresentam barreiras de custo e operacional</p>

4.6. QUADRO-RESUMO DAS OPORTUNIDADES DE PROJETOS ENQUADRÁVEIS NO MECANISMO DE DESENVOLVIMENTO LIMPO – ENERGIA, RESÍDUOS SÓLIDOS E EFICIÊNCIA ENERGÉTICA.



Este item tem como objetivo apresentar de forma sintetizada um resumo das oportunidades oferecidas pelo MDL para energia, resíduos sólidos e eficiência energética, baseado nos itens anteriores, conforme mostram as tabelas a seguir.

As oportunidades de projetos foram divididas em duas categorias: Potencial de iniciativas em andamento; e Potencial de iniciativas tecnicamente viáveis no curto/médio prazo.

Oportunidades de Projetos/Programas Passíveis de Enquadramento no MDL
Potencial de Iniciativas em Andamento

	Oportunidade ao MDL	Potencial	Energia gerada	t CO ₂ evitadas	US\$ (preço RCEs = US\$ 5,00)	Observações
Sistema interligado – 1º. fase PROINFA	Apresenta incertezas quanto a adicionalidade e a quem pertenceriam os RCEs caso eles venham a ser negociados					
Eólica Chamada pública do PROINFA atraiu 3.682 MW de projetos	1100 MW	Capacidade instalada hoje = 23MW; potencial de 28.900 MW ao custo de 40 – 84 US\$/MWh	3,8 TWh/ano* (FC = 40%)	990 mil a 1,70 milhões tCO ₂ /ano ⁴²	US\$ 5,0 - 8,5 milhões/ano; que correspondem a US\$ 1,30/MWh - 2,21/MWh respectivamente	Valor econômico PROINFA (valor base março/2004): (Eólica): US\$ 60 – 68/MWh
PCHs Chamada pública atraiu 1.924 MW	1100 MW	Entre 1995 – 2002: 1000 MW de PCH entraram em operação Potencial: 2.837 MW para aprovação Aneel 4.478 MW aprovados	5,7 TWh/ano* (FC = 60%)	1,5 a 2,55 milhões de tCO ₂ /ano ⁴²	US\$ 7,50 - 12,77 milhões/ano; que correspondem a US\$ 1,30/MWh - 2,21/MWh respectivamente	(PCHs): US\$ 39/MWh (Biomassa): US\$ 31 - 56 /MWh (ver tabela 7) Investimento: eólica: 900 – 1400 US\$/kW

⁴² (1) Os valores de emissões evitadas e receitas obtidas com a venda dos RCEs consideram as duas hipóteses adotadas no estudo para linha de base do setor elétrico (257 tCO₂/GWh para margem operacional e margem construtiva (hipótese 2) e 442 tCO₂/GWh para o gás natural (hipótese 1), respectivamente) ; (2) Considera somente o ano de 2006, quando entram em operação os empreendimentos contratados pelo PROINFA



Biomassa Chamada pública atraiu 995 MW, mas somente 327 MW foram contratados devido a desistência dos projetos de bagaço de cana ⁴³	1100 MW	Potencial: 4.000 – 12.000 MW	6,7 TWh/ano* (FC – 70%)	1,73 a 2,98 milhões de tCO ₂ /ano ⁴²	US\$ 8,7 - 14,9 milhões/ano; que correspondem a US\$ 1,30/MWh - 2,21/MWh respectivamente	PCHs: 900 US\$/kW 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*	4,2 - 7,2 milhões tCO ₂ /ano Período 2006/2022 = 67,6 - 115,6 milhões tCO ₂ ⁴⁴	receita MDL/ano a partir de 2006: US\$ 21 - 36,17 milhões/ano; Período 2006/2022 = US\$ 336 - 579 milhões, que correspondem US\$ 1,30 - 2,21 /MWh respectivamente .	investimento total do PROINFA : US\$ 2,87 bilhões

⁴³ Segundo dados do MME, os empreendedores devem apresentar novamente os projetos na segunda chamada pública do PROINFA, previsto para 19/11/04

* Considerando a partir de 2006

⁴⁴ Os valores de emissões evitadas e receitas obtidas com a venda dos RCEs consideram as duas hipóteses adotadas no estudo para linha de base do setor elétrico (257 tCO₂/GWh para margem operacional e margem construtiva (hipótese 2) e 442 tCO₂/GWh para o gás natural (hipótese 1), respectivamente)

Oportunidades de Projetos/Programas Passíveis de Enquadramento no MDL
Potencial de Iniciativas em Andamento (cont.)

	Oportunidade ao MDL	Potencial	Energia gerada	t CO ₂ evitadas	US\$ (preço RCEs = US\$ 5,00)	Observações
PROCEL	Conservação de energia alcançada pelo PROCEL, conforme cenário de referência adotado	Conservação de energia no período 2006/2020 = 1.081,8 TWh	Valor médio anual estimado: 72 TWh/ano	52 milhões t CO ₂ /ano 2006/2020= 773 milhões t CO ₂	US\$ 257,7/ano 2006/2020 = US\$3,86 bilhões; correspondendo a US\$ 3,57/MWh	Custo da conservação de energia do PROCEL: US\$ 10/MWh.
CONPET	Projeto Economizar É preciso comprovar a adicionalidade do projeto. Uma possibilidade seria demonstrar que o plano de investimento da Petrobrás no projeto tem um limite e os créditos de carbono permitiriam uma ampliação do projeto reduzindo o tempo de avaliação das frotas e aumentando a eficiência do projeto	300 milhões l/ano de diesel para 3.189 empresas participantes em 22 Estados da Federação		800 mil tCO ₂ /ano	US\$ 4,4 milhões/ano; correspondendo a US\$ 14,67/m ³	Projeto de redução do consumo de diesel na frota de empresas de transportes rodoviário/cargas e passageiros É preciso melhorar o monitoramento do projeto para melhor avaliar o potencial de redução no consumo de diesel



	<p>Projeto Transportar</p> <p>É preciso comprovar a adicionalidade. Uma possibilidade seria a ampliação do projeto para outras refinarias</p>	<p>13,6 milhões litros nos 18 meses do programa, atuando somente em uma refinaria</p>		<p>38 mil tCO₂/ano</p>	<p>US\$ 190 mil/ano; correspondendo a US\$ 13,97/m³</p>	<p>Projeto voltado para os transportadores de combustíveis nas refinarias da petrobrás</p> <p>É preciso melhorar o monitoramento do projeto para melhor avaliar o potencial de redução no consumo de diesel</p>
	<p>Etiquetagem de fogões.</p> <p>Oportunidade MDL seria ampliar para atingir 100% dos fogões com nível A de eficiência (atualmente são 50%), caso existam barreiras para isso.</p>	<p>Houve uma redução no consumo de GLP de cerca de 13% - para cerca de 50% dos fogões que atingiram o nível A, até agora, representando uma economia de 1,5 milhão m³/ano.</p>		<p>1,8 milhões t CO₂/ano</p>	<p>US\$ 9 milhões/ano; correspondendo a US\$ 6,00/m³</p>	<p>Existe atualmente obrigação legal</p>

Oportunidades de Projetos/Programas Passíveis de Enquadramento no MDL

Potencial de Iniciativas Técnica e Viáveis no Curto/Médio prazo

	Oportunidade ao MDL	Potencial	energia gerada	t CO ₂ evitadas	US\$ (preço RCEs = US\$ 5,00)	Observações
Somente 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, de forma que em 2020 o Proinfa seja responsável por 10% do consumo anual de energia elétrica	Cerca de 61,4 TWh a mais que em 2006 (=16,3 TWh)	986 mil a 1,7 milhão/ano ⁴⁴ . Período 2006/2022 = 134 a 230,5 milhões t CO ₂	US\$ 4,9 a 8,5 milhões/ano Período de 2006/2022 = US\$ 0,670 a 1,15 bilhões ⁴⁵ que correspondem a US\$ 1,30/MWh a 2,21/MWh respectivamente ⁴⁵	Não especifica a capacidade de cada fonte na expansão
Bagaço de cana de açúcar Capacidade instalada em 2003 = 1.582 MW (cerca de 10% da capacidade termelétrica brasileira) Em 2002 comercializados 5.360 GWh de excedentes (1,6% do consumo no Brasil)	5.000 MW para 350 milhões t cana (considerando os potenciais das tecnologias existentes hoje)	Hipótese: 500 MW po ano até atingir 5000 MW em 10 anos	2,04 TWh (na safra) a 3,72 TWh (ano todo) até atingir em 10 anos 20,4 TWh (na safra) a 37,2 TWh (ano todo) ⁴⁵	0,9 a 1,64 milhões t CO ₂ /ano até atingir em 10 anos 9,0 – 16,4 milhões t CO ₂ / (hipótese 1) ⁴⁶ 0,53 a 0,95 milhões t CO ₂ /ano até atingir: 5,3 – 9,56 milhões tCO ₂ /ano (hipótese 2) ⁴⁶	US\$ 4,5 a 8,2 milhões/ano Até atingir em 10 anos US\$ 45 – 82,2 milhões, correspondendo a 2,21 US\$/MWh e a 0,12 – 0,24 US\$/t cana (hipótese 1) ⁴⁶ US\$ 2,6 a 4,7 milhões/ano Até atingir em 10 anos: US\$ 26,5 – 47,8 milhões correspondendo a US\$ 1,30/MWh e a 0,075 – 0,14 US\$/t cana ⁴⁶ (hipótese 2)	Investimento estimado: de 216 a 834 US\$/kW Valor econômico PROINFA para bagaço de cana: US\$ 33,70/MWh (valor base setembro/2004 – ver tabela 7) Que corresponde a US\$ 1,54/ t cana ou R\$ 4,60/t cana
Casca de arroz	Esse cálculo leva em consideração somente a geração elétrica (não leva em consideração o	120 MW	0,630 TWh/ano (FC 60%)	162 mil a 278 mil t CO ₂ /ano ⁴⁴	US\$ 810,4 mil a 1,39 milhão/ano ⁴⁴ que correspondem a	custo de instalação US\$ 1000/kW

⁴⁵ Conforme hipótese de operação: apenas na safra =0,468; ou o ano todo = 0,85.

⁴⁶ Para o cálculo das emissões evitadas e dos RCEs considera-se primeiramente a hipótese 1 (442 tCO₂/GWh – gás natural) para a energia gerada na safra e energia gerada o ano todo. Depois é feito o cálculo para a hipótese 2 (margem operacional+margem construtiva – 257 tCO₂/GWh) para energia gerada na safra e energia gerada o ano todo



	potencial do metano evitado)				US\$ 1,30/MWh - 2,21/MWh respectivamente	
Casca de arroz considerando o cálculo do metano Caso a casca de arroz seja enterrada ou depositada em aterros sanitários, existe um grande potencial de redução das emissões de metano. No entanto esta hipótese é meramente ilustrativa, pois é preciso verificar este dado projeto a projeto.	Hipótese: metade dos possíveis empreendimentos (120 MW por ano com um potencial total de 1.200 MW em 2015) tem como prática comum depositar a casca de arroz em aterros sanitários e a outra metade queimar ou simplesmente deixar a casca de arroz em um terreno qualquer.	Para 120 MW seriam necessários cerca de 5,13 milhões de toneladas casca de arroz/ano. Considerando a metade: 2,57 milhões toneladas/ano.		Emissão evitada: 2,31 milhões tCO ₂ /ano. (considerando 0,9 tCO ₂ /tonelada de casca de arroz)	US\$ 11,56 milhões/ano, que corresponde a cerca de US\$ 4,47/tonelada de casca ou a US\$ 0,07/m ³ CH ₄	

Oportunidades de Projetos/Programas Passíveis de Enquadramento no MDL

Potencial de Iniciativas Técnica e Viáveis no Curto/Médio prazo (cont.)

	Oportunidade ao MDL	Potencial	energia gerada	t CO ₂ evitadas	US\$ (preço RCEs = US\$ 5,00)	Observações
Resíduos Sólidos urbanos	geração de eletricidade a partir do biogás e redução das emissões de metano.	Cenário 1: 23,4 milhões t de lixo/ano (considera o lixo que hoje é jogado em aterros sanitário ou controlado – dados IBGE/2000)	11.700 GWh/ano	3,0 – 5,1 milhões tCO ₂ /ano para a geração de eletricidade ⁴⁷	Receita total: US\$ 117 - 127,9 milhões/ano ⁴⁷	Comparação com o aterro Bandeirantes: - valor pago pela eletricidade: US\$ 50,00 - valor pago pelo metano: US\$ 0,02/m ³ Receita obtida com o metano no MDL é superior ao valor do contrato do aterro Bandeirantes
Biogás de aterro sanitário			1,2 milhões tCH ₄ /ano	20,4 milhões tCO ₂ /ano (metano)	Correspondendo a US\$ 1,30 - 2,21/MWh e US\$ 0,06/m ³ CH ₄ ⁴⁸	
Potencial anual com os valores absoluto				Total = 23, 4 a 25,5 milhões tCO ₂ /ano ⁴⁷		
		Cenário 2: 33,5 milhões t/ano (considera o potencial possível em 2015, ou seja que todo o lixo coletado seja encaminhado para aterros sanitários)	16.767 GWh/ano	4,3 - 7,4 milhões tCO ₂ /ano (eletricidade) ⁴⁷	US\$ 168 - 183,3 milhões/ano ⁴⁷ US\$ 1,30 - 2,21/MWh US\$ 0,06/m ³ CH ₄ ⁴⁸	receita obtida com a geração de eletricidade depende do teor de carbono do mix da rede de distribuição (receita ajudaria no fluxo de

⁴⁷ Os valores de emissões evitadas e receitas obtidas com a venda dos RCEs consideram as duas hipóteses adotadas no estudo para linha de base do setor elétrico (257 tCO₂/GWh para margem operacional e margem construtiva (hipótese 2) e 442 tCO₂/GWh para o gás natural (hipótese 1), respectivamente)

⁴⁸ Valor calculado considerando somente a quantidade de metano evitado, em tCO₂ equivalente, sem considerar as emissões evitadas pela geração de eletricidade



		Cenário 3 – dados do cenário 1 com hipótese de 50% do lixo para simples queima de metano e 50% para geração de eletricidade	5.850 GWh/ano 1,2 milhões tCH ₄ /ano	1,5 - 2,5 milhões tCO ₂ /ano (eletricidade) ⁴⁷ 20,4 milhões tCO ₂ /ano (metano) Total = 21,9 - 23,0 milhões tCO ₂ /ano ⁴⁷	US\$ 109,6 - 115,0 milhões/ano ⁴⁷ US\$ 1,30 - 2,21/MWh US\$ 0,06/m ³ CH ₄ ⁴⁸	caixa do projeto: 1,30 a 2,21/MWh). custo das tecnologias para geração de eletricidade a partir do biogás em torno de US\$ 45/MWh sem considerar os impostos e com 20% de taxa de desconto.
Biogás de aterro sanitário Potencial anual		Cenário 3 – hipótese de que o potencial do cenário 3 levaria 10 anos para ser atingido		Total (eletricidade + metano) 2,19 a 2,30 milhões tCO ₂ /ano ⁴⁷	US\$ 10,9 a 11,5 milhões/ano	

Oportunidades de Projetos/Programas Passíveis de Enquadramento no MDL

Potencial de Iniciativas Técnica e Viáveis no Curto/Médio prazo (cont.)

	Oportunidade ao MDL	Potencial	energia gerada	t CO ₂ evitado	US\$ (dólares)(preço RCEs = US\$ 5,00)	Observações
Sistemas Isolados atendem a uma área de 45% do território brasileiro e a cerca de 3% da população nacional	- Expansão do consumo de energia elétrica (até 2012 - 4,7% a.a.) prioritariamente utilizando óleo diesel. Consumo 2004 = 7,2 TWh Consumo 2012 = 10,5 TWh	Diferença entre a energia gerada em 2012 e 2004 = 3,3 TWh	0,4 TWh a cada ano até atingir 3,3 TWh em 2012	350 mil t CO ₂ /ano Em 2012: 2,8 milhões t CO ₂ /ano, ⁴⁹	US\$ 1,7 milhões/ano Em 2012: US\$ 13,9 milhões/ano Correspondendo a US\$ 4,33/MWh	custo médio dos geradores a diesel= 171 a 242 US\$ /MWh
	- Troca do combustível da geração de eletricidade atual por combustíveis renováveis tais como biomassa ou biodiesel.	Hipótese adotada é a troca de metade da geração de eletricidade, a partir do óleo diesel, gradativamente até 2010 - Geração diesel 2004= 3,0 TWh Metade da geração = 1,5 TWh	0,24 TWh a cada ano	211 mil t CO ₂ /ano Em 2010: 1,3 milhões t CO ₂	US\$ 1,0 milhão/ano Em 2010: US\$ 6,3 milhões Correspondendo a US\$ 4,33/MWh	
Universalização do acesso	utilização de fontes renováveis de energia na Universalização do acesso	415.151 domicílios/ano até atingir 1.660.607 domicílios em 2008	99,6 GWh/ano Em 2008: 0,398 TWh/ano ⁵⁰	86,4 mil t CO ₂ /ano Em 2008: 356 mil tCO ₂ /ano	US\$ 432 mil/ano US\$ 1,7 milhões/ano correspondendo a US\$ 4,33 /	custo médio dos geradores a diesel= 171 a 242 US\$ /MWh

⁴⁹ linha de base é a geração a partir do óleo diesel = 866 tCO₂/GWh



					MWh	
Fontes de energias alternativas que podem ser consideradas nos sistemas isolados	Energia fotovoltaica					custo: 360 a 210 US\$/MWh
	Biomassa: resíduos de madeira	170 MW ⁵¹			US\$ 4,33/MWh	Investimento: US\$ 1.150/kW Geração: US\$ 38,68/MWh
	Óleos vegetais: cupuaçu, mamona	36 MW ⁵¹			US\$ 4,33/MWh	Investimento: 235 US\$/kW, custo de geração: 88 US\$/MWh
	PCHs	Não existem estimativas de potencial para o sistema isolado			US\$ 4,33/MWh	Investimento: US\$ 904 /kW

⁵⁰ Calculado com base no consumo médio de 20 kWh/mês/domicílio (hipótese adotada pelos autores)

⁵¹ Dados CENBIO

Oportunidades de Projetos/Programas Passíveis de Enquadramento no MDL

Potencial de Iniciativas Técnica e Viáveis no Curto/Médio prazo (cont.)

	Oportunidade ao MDL	Potencial	energia gerada	t CO2 evitado	US\$ (dólares)(preço RCEs = US\$ 5,00)	Observações
Álcool (combustível)	<p>- Oportunidade ao MDL depende da variação do preço do barril do petróleo (se estiver acima de 24US\$ o álcool se torna competitivo) e das barreiras existentes à sua produção no mercado interno,</p> <p>- Com os atuais preços do barril do petróleo e a introdução no mercado da tecnologia Flex Fuel, fica difícil comprovar a adicionalidade</p>	<p>Para termos idéia do potencial:</p> <p>2003 consumo de álcool = 13,5 bilhões litros (consumo de álcool hidratado foi a metade desse valor)</p> <p>Estimativas: consumo de álcool hidratado em 2013 = 11,54 bilhões</p> <p>cerca de 4,8 bilhões de litros a mais que 2003</p> <p>480 milhões l/ano</p>		<p>816 mil t CO₂/ano</p> <p>Em 2013: 8,2 milhões tCO₂/ano</p>	<p>US\$ 4,0 milhões/ano</p> <p>Em 2013: US\$ 41 milhões/ano</p> <p>Cerca de US\$ 8,4/m³</p> <p>Corresponde a cerca de 2,2% do custo de produção do álcool (para um custo médio de US\$ 400/m³l)</p>	<p>álcool anidro é considerado linha de base</p> <p>custo de investimento varia entre: US\$ 680/m³ a US\$ 280/m³</p>
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 ₂ /ano	<p>US\$ 8,5 milhões/ano</p> <p>US\$ 10,63/m³</p> <p>Economia de divisas da ordem de de US\$ 160 milhões/ano</p>	



CONPET	Instituir um programa de substituição do óleo diesel por gás natural nas frotas de ônibus	240 milhões l/ano para uma frota de 7.353 ônibus		Emissões evitadas pela substituição do combustível: 154 mil tCO ₂ /ano	US\$ 771 mil/ano US\$ 3,21/m ³	
Projeto Ônibus a gás						

5. OUTRAS OPORTUNIDADES – AGRONEGÓCIOS E FLORESTAS

5.1 AGRONEGÓCIOS

5.1.1. Pecuária

A produção de metano é parte do processo digestivo dos herbívoros ruminantes e ocorre no rúmen. A fermentação que ocorre durante o metabolismo dos carboidratos do material vegetal ingerido é um processo anaeróbio efetuado pela população microbiana ruminal, e converte os carboidratos celulósicos em ácidos graxos de cadeia curta, principalmente ácidos acético, propiônico e butírico. Nesse processo fermentativo, é dissipado calor pela superfície corporal e são produzidos dióxido de carbono (CO₂) e metano (CH₄).

As emissões globais de metano a partir dos processos entéricos são estimadas em cerca de 80 milhões toneladas CH₄/ano (22% das emissões por fontes antrópicas), e as provenientes de dejetos animais são estimadas em cerca de 25 milhões toneladas CH₄/ano (U.S.EPA, 2000). Dados da FAO (2003) indicam uma população de 189,5 milhões de bovinos no Brasil (o que corresponde, a grosso modo, a aproximadamente cerca de 80% de gado de corte e 20% de gado de leite). Do total das emissões de metano pelo setor agrícola no Brasil, estimou-se que a pecuária, através da fermentação entérica e dos dejetos, contribuiu com cerca de 96% do total emitido (9,7 milhões t CH₄ em 1994). Desse total, a pecuária bovina contribuiu com 95% das emissões, o restante sendo de outras categorias de animais⁵².

As indicações de opções de mitigação de metano na atividade pecuária estão associadas ao aumento da produtividade animal, por meio de suplementação alimentar, controle de zoonoses e doenças, melhoramento genético, melhoramento das taxas de reprodução e de intervalos entre partos, etc., visando uma eficiência maior, expressa em maior produção (kg de leite ou carne) por unidade (kg) de metano emitido.

⁵² Essas estimativas foram feitas utilizando equações propostas pelo IPCC Guidelines (1996) e uma rede de informações nacionais sobre produção animal.

As emissões de metano podem ser reduzidas por meio da melhoria da digestão fermentativa no rúmen, acrescentando, por exemplo, grãos à dieta. O melhoramento da eficiência dos processos microbianos visando a otimização da digestão de fibras no rúmen e síntese microbiana apresenta-se como uma das estratégias para a redução das emissões de metano. Combinações, tratamentos e bioengenharia de alimentos são também oportunidades a serem exploradas.

Salienta-se, pois, a necessidade de se desenvolver no país ações de pesquisa visando aperfeiçoar as informações sobre o potencial de emissão de metano pela pecuária, sob os vários sistemas de produção animal existentes, ao mesmo tempo em que se busca melhores índices de produtividade e maior eficiência.

A orientação para projetos de MDL neste primeiro período de compromisso não inclui projetos com ruminantes, embora se encontre na literatura indicações de como projetos concebidos para aumentar a produtividade e a eficiência da pecuária ruminante podem servir ao duplo propósito de atingir o desenvolvimento limpo e as reduções de emissões de forma econômica em países em desenvolvimento (Du Charme & Orlic, 2001). Considerando-se que a América Latina possui 373,9 milhões de cabeças de bovinos (27% da população global de bovinos), onde apenas o Brasil detém 51% deste total, é possível que a atividade pecuária venha a ser um dos principais alvos de futuras políticas de mitigação de metano.

Um outro segmento de interesse no setor pecuário, é o uso de dejetos animais (principalmente de suínos), conforme discutido no próximo item.

5.1.1.1. Oportunidade ao MDL

O uso do dejetos de rebanhos se torna uma oportunidade viável para a co-geração de energia através do biogás, ou de captura de metano e combustão a partir do tratamento de esterco animal.

Inclusive algumas iniciativas já vem ocorrendo nessa área. A EcoSecurities e a AgCerts (Canadá) vem investindo na compra de crédito de carbono com criadores de suínos. A proposta é que criadores de suínos adquiram biodigestores em suas

matrizes, já que o biodigestor é um mecanismo aprovado por lei, que protege o lençol freático e a camada de ozônio, através do sequestro dos gases. Existe a possibilidade de geração de eletricidade a partir dos dejetos evitando-se assim a emissão de metano pela disposição desses dejetos em lagoas de tratamento anaeróbicas.

Vale ressaltar, que o potencial de redução de gases de efeito estufa varia conforme a prática existente em cada fazenda para o tratamento dos dejetos: por exemplo, se existe geração de metano (tratamento anaeróbico) ou não (tratamento aeróbico), no tratamento dos dejetos.

A metodologia da linha de base para este caso, conforme metodologia aprovada no “Meth Panel”, é baseado na abordagem 48-b do documento de Marraqueche sob o argumento de que a análise de investimento é apropriada para identificar “o curso economicamente atrativo de ação”. A metodologia determina a “linha de base” sob a ótica custo-benefício. A metodologia sugere o cálculo da Taxa Interna de Retorno (TIR) para avaliar a atratividade do investimento do projeto e dos possíveis cenários (linha de base), e assim, determinar se o projeto é adicional ou não.

Ou seja, é calculada a TIR para várias tecnologias (linhas de base) possíveis, conforme as práticas existentes em determinada região ou país. Qualquer cenário de tratamento de resíduos/águas residuais pode ser adotado a partir dos vários sistemas de tratamento listados no “Guia para sistemas de gerenciamento de resíduos de animais do IPCC” (capítulo 4, tabela 4.8) e IPCC “Good Practice Guidance and Uncertainty Management” (capítulo 4, tabela 4.10 e 4.11).

Assim, o primeiro passo seria selecionar os cenários potenciais (as tecnologias possíveis de serem utilizadas) para o tratamento dos resíduos. O segundo passo seria fazer uma justificativa convincente do porquê que não existiria outro tipo de cenário (linha de base) possível, mostrando uma justificativa da exclusão das outras alternativas. Essa justificativa pode se basear em práticas históricas, restrições legais, disponibilidade da tecnologia e futuras inovações tecnológicas. A partir daí é feito uma comparação econômica para cada um dos cenários possíveis (cálculo da TIR). O terceiro passo é determinar se a TIR do projeto MDL é significativamente mais baixa do que a TIR dos cenários adotados para linha de



base e esperada para o investimento no projeto MDL. A justificativa pode ser através de taxas de governo ou outra estimativa apropriada de custo de capital, visão dos “experts” do mercado, critérios de investimento da empresa, ou outras taxas que poderiam ser aplicadas no país ou no setor. Se a TIR do projeto MDL, é significativamente mais baixa, o projeto não é o curso economicamente atrativo de ação, e portanto pode ser assumido que o projeto é adicional.

Segundo dados da Embrapa obtido pelo estudo do professor Jorge de Luca (2001) a média diária de produção de dejetos de suínos é cerca de 294.164 m³ e a média anual em torno de 92.883.885 m³. Portanto existe um potencial significativo para este tipo de projeto. Os principais produtores/fazendeiros de suínos tais como Sadia, Perdigão, Aurora, etc representariam num primeiro momento o potencial de curto prazo a ser explorado.

Apesar de não se ter nenhum conhecimento até o momento de projetos visando o uso de dejetos de bovinos, podemos imaginar que num futuro próximo, esta possa ser uma alternativa viável à um projeto MDL. Segundo Jorge de Luca (2001) para os rebanhos bovinos a quantidade é mais difícil de estimar devido a variação do tipo de alimentação e da época do ano, mas de maneira geral pode-se dizer que para vacas holandesas, considerando o consumo diário de 18,7 kg de matéria seca, haveria uma produção média de 66,42 kg de dejetos/dia. Para bovinos de corte estima-se 24 kg de dejetos/dia.

5.1.2. Solos Agrícolas

O uso intensivo das terras tem induzido grandes perdas de carbono dos solos e da cobertura vegetal. Além de gás carbônico, as emissões agrícolas de metano, monóxido de carbono e óxido nitroso provenientes de atividades agrícolas são importantes contribuintes à concentração de gases de efeito estufa na atmosfera. As emissões globais de óxido nitroso são estimadas em 6,2 milhões t N para o ano de 1990 (Mosier & Kroeze, 1998). No Brasil, as emissões totais de óxido nitroso (N₂O), estimadas para o ano de 1994, somaram 324,22 mil t de N, dos quais 78,98 mil toneladas (24,4%) corresponderam às emissões diretas de solos agrícolas, 141,83 mil toneladas (43,7%) às emissões de N₂O a partir de animais em pastagens, e 103,41 mil toneladas (31,9%) às emissões indiretas de solos

agrícolas (Embrapa, 199c). A Embrapa Agrobiologia tem obtido alguns resultados de pesquisa que mostram que as estimativas de emissão de óxido nitroso para os solos agrícolas tropicais podem ser menores do que os valores estimados pelo IPCC, e que dependem fortemente da forma em que o fertilizante é adicionado ao solo e do manejo das culturas. No Brasil, as quantidades de fertilizantes orgânicos e inorgânicos empregadas nas culturas agrícolas e pastagens são muito menores comparadas com as usadas em países da América do Norte e Europa, gerando, conseqüentemente, menores contribuições de óxido nitroso à atmosfera.

Os processos e práticas que afetam o balanço do carbono global são: desmatamento, erosão do solo, queima de biomassa, superpastoreio, mecanização do solo (aração, gradagem, etc.), depleção da fertilidade dos solos, entre outros. Em contraste, práticas agrícolas que recompõem o reservatório de carbono orgânico e restauram a capacidade dos solos como um sumidouro de carbono são: reflorestamento, práticas conservacionistas (como a manutenção da biomassa vegetal *in situ* após a colheita, plantio direto, período adequado de pousio e regeneração natural da vegetação); culturas perenes (culturas extrativistas, como seringueira, cacau, castanhas, fruticultura, etc.), uso adequado de fertilizantes químicos e adubos orgânicos, pastagens bem manejadas e agrofloresta.

O crescente aumento de áreas cultivadas sob plantio direto demonstra uma rápida reação do setor agrícola quanto à necessidade de conservação do solo. Isto inclui a estocagem de carbono de forma mais permanente, associada à proteção física de agregados do solo. Ainda que seja observado um aumento no uso de agrotóxicos neste sistema, há um aspecto importante a ser considerado, que é o menor consumo de combustível fóssil para o uso de tratores e outros veículos agrícolas.

Por armazenar a matéria orgânica no solo, evitar a erosão dos solos, e assim evitar a liberação de gases para a atmosfera, o plantio direto pode representar um importante fator de fixação de carbono no setor agrícola. Além disso, no sistema de plantio direto há uma considerável redução no consumo de energia direta – representada pelos combustíveis fósseis – e de energia contida nos insumos e



equipamentos. Em análise comparativa entre o sistema de plantio direto e o sistema convencional de plantio de soja no cerrado, Moura Filho (1995) apurou uma economia no consumo de energia da ordem de 44% em relação ao plantio convencional (**Tabela 41**). Entretanto, é importante salientar que não há ainda resultados conclusivos sobre o potencial de cultivo sob plantio direto quanto ao estoque de carbono ao longo do tempo. Para isso, técnicas cada vez mais sofisticadas estão sendo introduzidas para a mensuração e principalmente para o monitoramento do carbono estocado em diferentes tipos de solos e de manejo. Os solos são importantes reservatórios de carbono, mas o potencial de estoque de carbono dependerá das práticas de uso do solo utilizadas ao longo do tempo e das características intrínsecas de cada tipo de solo considerado. Há indicações de pesquisadores da Embrapa Agrobiologia, em Seropédica, RJ, que para sistemas de culturas usando plantio direto, o uso de adubo verde aumenta significativamente o potencial de estoques de carbono.

Esses pesquisadores apontam também que os níveis de estoques de carbono no solo de pastagens tendem a se igualar aos níveis de floresta nativa, quando são implementados sistemas altamente produtivos, bem manejados e sustentáveis.

As práticas que levam aos aumentos de estoques de carbono em solos agrícolas são até bem conhecidas na pesquisa agropecuária. Tais manejos devem ser estimulados por meio de uma forte política agrícola de conservação dos solos dirigidas a estabelecimentos agrícolas e os estoques contabilizados ao nível de consórcios de áreas agrícolas.

Tabela 40 – Avaliação do consumo energético nos sistemas de produção de plantio direto e plantio convencional de soja na região dos Cerrados.

Categoria de consumo	Plantio Convencional (joules)	Plantio Direto (joules)	Saldo (joules)
Máquinas Equipamentos	1.665,70 x 10 ⁵	1.529,60 x 10 ⁵	+ 136,10 x 10 ⁵
Insumos	47.100,10 x 10 ⁵	46.200,10 x 10 ⁵	+ 900,00 x 10 ⁵
Combustíveis/ Lubrificantes	24.857,10 x 10 ⁵	3.176,10 x 10 ⁵	+ 21.681,00 x 10 ⁵
Total	73.622,80 x 10⁵	50.905,70 x 10⁵	+ 22.717,10 x 10⁵

Fonte: Moura Filho (1995).

Os Sistemas agroflorestais contribuem também para a redução das emissões de gases de efeito estufa. Esses sistemas incluem atividades de extração de produtos florestais sem corte, como é o caso da borracha, castanhas, óleos essenciais e produtos medicinais, entre outros. Se tais sistemas, atualmente desenvolvidos por companhias privadas, comunidades de habitantes de floresta e reservas indígenas, tiverem como premissa o uso de práticas sustentáveis de manejo de florestas, pode-se prever que significantes quantidades de gases deixem de ser emitidos por atividades mais predatórias. Salati et al. (1999) citam dados sobre o potencial de sequestro de carbono por diferentes alternativas de uso florestal da terra. Os reflorestamentos fixariam 10-14 toneladas de carbono por hectare em um prazo de rotação de 10 anos e sistemas agroflorestais fixariam 6-9 t/hectare em prazo de rotação de 40 anos.

5.2. FLORESTAS

No âmbito das negociações do Protocolo de Kyoto, da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima, as únicas atividades de projetos elegíveis ao MDL para atividades de uso da terra, mudança no uso da terra e florestas (LULUCF) está limitada ao florestamento e reflorestamento. Pelas definições acordadas na Convenção, entende-se como:

- Floresta

É uma área mínima de terreno de 0,05 – 1,0 hectare com cobertura de copa de árvore (ou equivalente nível de estoque) de mais de 10 – 30 por cento, com árvores com potencial de altura mínima de 2 – 5 metros na maturidade, in situ.

Uma floresta pode consistir de formações florestais fechadas onde árvores de várias formações e sub-bosque cobrem uma alta proporção do terreno, ou floresta aberta.

Estandes naturais jovens e todas as plantações que ainda forem atingir uma densidade de copa de 10 – 30 por cento ou altura de árvore de 2 – 5 metros são consideradas floresta, assim como áreas que normalmente formam parte de uma área florestal e que estão temporariamente sem estoque como resultado de intervenção humana tal como corte ou causas naturais e que são esperadas a reverter para floresta.

- Florestamento:

É a conversão diretamente induzida pelo homem de terreno que **não foi floresta** por um **período de pelo menos 50 anos** para floresta, através da plantação, sementeira, ou promoção induzida pelo homem de fontes naturais de sementes.

- Reflorestamento:

É a conversão diretamente induzida pelo homem de terreno não florestal para terreno florestal através da plantação, sementeira, ou promoção

induzida pelo homem de fontes naturais de sementes, em terreno que foi florestal mas que foi convertido para terreno não florestal.

Para o primeiro período de compromisso, as atividades de reflorestamento se limitarão a reflorestamentos em terrenos que não continham floresta em 31 de dezembro de 1989.

Os países terão que definir os seus valores para área mínima, cobertura de copa e altura mínima. O Brasil ainda não definiu os limites que adotará, mas o bom senso indica que valores mais elevados devem ser selecionados, para facilitar a elegibilidade de áreas para reflorestamento e florestamento no MDL.

Há também que se considerar que áreas desflorestadas e abandonadas para regeneração não são elegíveis no MDL, uma vez que são consideradas como áreas florestais temporariamente desestocadas. Finalmente, somente áreas que não eram floresta em dezembro de 1989 são elegíveis para projetos de reflorestamento ou florestamento no MDL.

Ainda no âmbito do Protocolo, ficou decidido que o uso de espécies exóticas (IAS) e geneticamente modificadas (GMOs) ficaria condicionada as leis nacionais; E que para o Primeiro Período de Compromisso (2008 – 2012) o total de adições à quantidade designada a cada Parte do Anexo I, derivado de atividades de projeto elegíveis de LULUCF sob o Artigo 12, não pode ultrapassar 1% das emissões do ano base daquela Parte, vezes cinco.

Portanto, considerando que o total de emissões de CO₂ pelas partes Anexo 1, em 1990, totalizou 13.728.306 kt CO₂, o limite de 1% corresponde a 137.283 kt CO₂. Este total, entretanto, refere-se ao limite superior da quantidade permitida para utilização, que somente será atingido caso todas as partes Anexo 1 ratifiquem o Protocolo de Kyoto e façam uso total do limite permitido. Com a decisão de não ratificação do referido Protocolo pelos Estados Unidos, responsáveis por 36,1% das emissões de 1990, o teto máximo passa a ser 87.712 kt CO₂ por ano. Considerando, ainda, que a União Européia tem verbalizado sua intenção de não utilizar créditos provenientes de MDL florestais, este teto passa a ser ainda menor. Com a exclusão, por exemplo, da Alemanha (7,4%), Reino Unido (4,3%), Itália (3,1%) e França (2,7%), o teto revisado passa a ser 63.793 kt CO₂/ano (ou 17.398 kt C/ano) (Krug, 2004).



6. LINHA DE BASE PARA PROJETOS DE FLORESTAMENTO E REFLORESTAMENTO⁵³

Em dezembro de 2003, durante a Nona Conferência das Partes, em Milão, foram finalizadas as modalidades e procedimentos para inclusão de atividades de projeto de florestamento e reflorestamento no MDL, levando em consideração as questões de não-permanência, fuga, impactos sócio-econômicos e ambientais, incluindo impactos na biodiversidade e ecossistemas naturais. Essas regras constam da decisão 19/CP.9 e indicam o método para contabilidade do carbono que gerará os créditos.

A questão focal de todo projeto MDL é a sua adicionalidade. Um projeto é considerado adicional se a remoção líquida de CO₂ resultante do projeto (remoção menos emissões) é maior que a soma das mudanças nos estoques de carbono nos reservatórios contidos nos limites do projeto que ocorreriam na ausência do projeto. Esta soma pode ser representada pela linha de base do projeto, que pode ser estimada utilizando metodologias indicadas na decisão:

- Remoção líquida de gases de efeito estufa por sumidouros na linha de base; Remoção líquida real de gases de efeito estufa por sumidouros; Fuga; e Remoção antrópica líquida de gases de efeito estufa por sumidouros

Essas definições foram desenvolvidas para se estimar a quantidade de unidades de redução de emissões que poderão ser certificadas como resultado da implementação de uma atividade de projeto de florestamento ou reflorestamento no MDL.

Por *remoção líquida de gases de efeito estufa por sumidouros na linha de base* (LB) entende-se a soma das mudanças nos estoques de carbono nos reservatórios de carbono dentro dos limites do projeto que ocorreriam na ausência da atividade de projeto de florestamento ou reflorestamento sob o MDL (*Para. 1(c)*). Em outras palavras, no cálculo da LB considera-se somente as mudanças **esperadas** nos reservatórios de carbono, desconsiderando-se as emissões de

⁵³ Krug, Thelma, 2004 Estudo: Oportunidades de projetos de florestamento e reflorestamento

gases de efeito estufa que poderiam ocorrer nos limites do projeto, na ausência da atividade de projeto.

Matematicamente, pode-se expressar o cálculo da LB como:

$$LB = \sum \Delta C (x, esp)$$

onde

\sum é o operador somatório, aplicado em x , $x = 1, \dots, r$;

ΔC é a mudança no estoque de carbono no reservatório considerado;

r refere-se ao reservatórios considerados, $r \leq R$;

R refere-se aos reservatórios de carbono definidos na Decisão 19/CP.9.

A *remoção líquida real de gases de efeito estufa por sumidouros (RR)* é a soma das mudanças **verificáveis** nos estoques de carbono nos reservatórios, dentro dos limites do projeto, menos o aumento das emissões de gases de efeitos estufa por fontes, medidos em CO₂ equivalente⁵⁴, que aumentaram como resultado da implementação da atividade de projeto de florestamento/reflorestamento no MDL, evitando a dupla contagem dentro dos limites do projeto, atribuíveis à atividade de projeto de florestamento/reflorestamento no MDL (*Para. 1(d)*). Matematicamente, isto pode ser expresso por:

$$RR = \sum \Delta C (x, ver) - \sum GHG(emissões ver)$$

Por $\sum GHG(emissões ver)$ entende-se a soma das emissões verificáveis de gases de efeito estufa decorrentes de atividades realizadas para a implantação do projeto, tais como limpeza da área, queima de resíduos para preparo do solo, aplicação de fertilizantes, entre outras.

Em outras palavras, RR representa a contribuição líquida da atividade de projeto de florestamento/reflorestamento no MDL no aumento da remoção de CO₂ dentro dos limites do projeto, levando em consideração não somente as mudanças nos estoques de carbono selecionados, mas também as emissões de gases de efeito estufa resultantes da implantação da atividade de projeto.

⁵⁴ A concentração de dióxido de carbono que provocaria a mesma quantidade de forçamento radiativo que uma dada mistura de dióxido de carbono e outros gases de efeito estufa. (IPCC, 2001; Synthesis Report).

Fuga refere-se ao *aumento* nas emissões de gases de efeito estufa por fontes que ocorre fora dos limites da atividade de projeto de florestamento ou reflorestamento sob o MDL, mensurável e atribuível à atividade de projeto de florestamento/reflorestamento (*Para. 1(e)*). A atividade de projeto deve ser concebida de forma a minimizar fuga (*Para. 24*).

Finalmente, a *remoção antrópica líquida de gases de efeito estufa por sumidouros* (RL) é a *remoção líquida real de gases de efeito estufa por sumidouros* menos a *remoção líquida de gases de efeito estufa por sumidouros na linha de base* menos *fuga*. Em outras palavras, $RL = RR - LB - F$ (*Para. 1(f)*).

No cálculo da *remoção líquida de gases de efeito estufa por sumidouros na linha de base* (LB) e da *remoção líquida real de gases de efeito estufa por sumidouros* (RR), os participantes do projeto podem decidir não incluir um ou mais reservatórios de carbono, e/ou emissões de gases de efeito estufa medidas em CO₂ equivalente, desde que demonstrem, de forma transparente e verificável, que esta decisão não implica em um aumento na *remoção antrópica líquida esperada de gases de efeito estufa por sumidouros* (RL) (*Para. 21*). É importante notar que a Decisão 19/CP.9, no seu *Para. 20*, indica que o cálculo da LB deve ser feito de forma transparente e conservadora com relação à escolha das abordagens, hipóteses, metodologias, parâmetros, fonte de dados, fatores chave e adicionalidade, e considerando, também, as incertezas (*Para. 20(b)*). Adicionalmente, indica que a LB deve ser calculada especificamente para o projeto (*Para 20(c)*) e levando em consideração políticas e circunstâncias nacionais e/ou setoriais relevantes, tais como uso da terra histórico, práticas e tendências econômicas (*Para. 20(e)*).

A linha de base para uma atividade de projeto de reflorestamento/florestamento sob o MDL é o cenário que razoavelmente representa a soma das mudanças nos estoques de carbono dentro dos limites do projeto, a qual ocorreria na ausência da atividade do projeto proposto (*Para. 19*).

Vale ressaltar que muito se tem discutido sobre a adicionalidade de projetos de florestamento ou reflorestamento em áreas afetadas por regulamentação legal, que requer a sua recomposição (caso das áreas de reserva legal, por exemplo). Esta é uma questão complexa, e que certamente exigirá a demonstração de

histórica ineficácia na aplicação da lei, no caso da recomposição (ou abandono da área para regeneração natural) não ter sido realizada.

7. POTENCIAL PARA PROJETOS DE REFLORESTAMENTO E FLORESTAMENTO NO BRASIL

7.1. Projeto FLORAM

Segundo Krug (2004), uma fonte de informação importante sobre o potencial para implementação de projetos de florestamento ou reflorestamento no Brasil é o livro editado pelo Instituto de estudos Avançados sobre o projeto FLORAM (Projeto Floram – uma plataforma. Volume 4 – número 9, 1990) É nela que se baseiam as informações aqui contidas.

Segundo o capítulo que trata da *Identificação de áreas para o florestamento no espaço total do Brasil* (Aziz Ab'Saber, José Goldemberg, Leopoldo Rodés e Werner Zulauf), ... um plano de reflorestamento deve beneficiar sobretudo as áreas de formações abertas onde a agricultura ainda não se expandiu por grandes espaços e nos quais se pode fazer uma reciclagem da pecuária por melhoria da qualidade e contenção espacial, a fim de se encontrar subespaços ponderáveis para a introdução organizada de florestas plantadas.

Excluem-se desse tipo de silvicultura baseada em espécies adaptadas, de crescimento rápido e grande fitomassa, as regiões dotadas de menos de 850 mm de precipitações anuais, as quais em seu conjunto situam-se, principalmente, nos sertões do Nordeste. Em relação a esta grande área semi-árida do Brasil intertropical, propõe-se um subprograma particular de reenriquecimento das estreitas florestas-galerias, conhecidas por matas da c'raiba e um vigoroso processo de reflorestamento das encostas e interflúvios das colinas sertanejas por espécies do tipo de algaroba, a fim de obter um quadro de vegetação mais próxima do perenifólio por meio de uma espécie de utilização múltipla.

Quanto à Amazônia, a necessidade da sua exclusão (em termos globais ainda que não totais) liga-se ao fato de que ela continua sendo a grande reserva em pé da América tropical que carece de medidas protetoras mais do que propriamente planos extensivos de reflorestamentos. Não há como incluir os espaços geoecológicos amazônicos, vistos em seu todo, como espaços potenciais de reflorestamento. No entanto, faixas degradadas nos arredores de grandes cidades (Belém, Manaus, Santarém, Imperatriz, Macapá, entre outras), assim como as grandes áreas pré-amazônicas pontilhadas de agropecuárias mal-sucedidas, merecem uma particular atenção dentro do plano. Sem pretender multiplicar os Jaris, o plano abre espaço para proteger o que foi implantado e cuja experiência técnica permitirá reorientar processos racionalizados de silvicultura em faixas de desmate muito extensivo, tais como os ocorridos ao longo de setores da rodovia Belém – Brasília e mais recentemente ao longo da estrada de ferro Carajás – São Luiz, sobretudo no planalto maranhense.

Ao inspecionar cartas topográficas combinadas com mapas pedológicos e fitogeográficos do país visto como um todo (e baseando-nos, sobretudo, em conhecimento de campo acumulado em muitos anos de pesquisas), identificamos as grandes áreas de exclusão e nos fixamos em alguns espaços preferenciais que, pela sua topografia, natureza de solo e atual sistema de utilização, poderiam ofertar boas condições para a silvicultura.

Paralelamente, identificamos as áreas degradadas do Brasil tropical e subtropical, onde existe necessidade premente de programas híbridos, sobretudo ecológicos, de reposição florestal.

No que diz respeito às áreas de exclusão mais contínuas, selecionamos, por critérios diferenciados: a Amazônia vista no seu conjunto; o grande Pantanal Matogrossense; e o Nordeste seco, que por sinal, originou um subprograma particular de reflorestamento pró-parte ecológico, pró-parte utilitário.

Feitas as exclusões essenciais, levamos em consideração as grandes áreas agrícolas efetivamente produtivas do país, tais como: norte do Paraná, oeste de São Paulo, porções orientais de Paraná e Santa Catarina, noroeste do Rio Grande do Sul, Recôncavo e Zona da Mata nordestina, chapadões ocidentais de Mato Grosso do Sul e áreas agrícolas em expansão de Minas Gerais, região de Barreiras e Irecê na Bahia, entre outras, para as quais é impossível fazer proposições de silvicultura extensiva. Evidentemente, são áreas que podem receber uma certa taxa intersticial de reflorestamento ao longo da beira de riachos e rios, em cabeceiras de drenagem, faixas encarpadas, para as quais se espera algumas modificações no sistema de exploração agrícola... .

a.1) Levantamento Preliminar das Áreas

Segundo o capítulo que trata da *Identificação de áreas para o florestamento no espaço total do Brasil* (Aziz Ab'Saber, José Goldemberg, Leopoldo Rodés e Werner Zulauf), a identificação de áreas para a execução de um programa de reflorestamento e silvicultura, ao longo do espaço total do território brasileiro, envolve alguns pressupostos, considerados indispensáveis. Baseados no conhecimento do território, antevisto sob o critério duplo de espaços físicos e ecológicos e de espaços reafeiçoados por atividades econômicas, pode-se estabelecer uma tipologia simples, com vistas a dois pólos principais de objetivos: (1) áreas para um reflorestamento com preocupações basicamente ecológicas; (2) áreas destinadas a uma silvicultura de interesse industrial; e (3) áreas com potencialidades mistas, pró-parte destinadas a uma silvicultura para fins industriais e, em parte, necessitadas de um reflorestamento localizado, de interesse marcadamente ecológico (mananciais, vertentes íngremes, florestas de beira-rio, florestas-galeria, entre outras).

a.2) Considerações Quantitativas

O FLORAM fornece um anexo (Anexo E) com um quadro com as superfícies estimadas para cada um dos espaços selecionados, as suas respectivas taxas de ocupação e os destinos visualizados para os mesmos. Seguem-se os seguintes comentários no livro:

- 43,5% do total de espaços escolhidos são reservados para atividades agrárias diversificadas e para preservação de ecossistemas peculiares em faixas e setores pré-selecionados.
- As atividades florestais ocupam 17,5% dos espaços selecionados e se subdividem em: florestamentos corretivos; reflorestamentos industriais, caracterizados por plantações clonais, produtividade elevada, muitas vezes às custas de adubos; reflorestamentos e/ou florestamentos mistos, nas seguintes proporções relativas:

○ Florestamento corretivo	14,4%
○ Reflorestamento misto	13,8%
○ Reflorestamento industrial	71,8%

Total: 201.480 km²

- A produtividade potencial (anual) para os espaços selecionados para reflorestamento industrial, e as respectivas distribuições da área são as seguintes:

○ Produtividade alta (13,1 tC/ha)	10.605 km ²
○ Produtividade alta/média (10,1 tC/ha)	35.937 km ²
○ Produtividade média (7,3 t C/ha)	74.350 km²
○ Produtividade média a baixa (4,7 tC/ha)	4.575 km ²
○ Produtividade baixa (1,3 tC/ha)	19.200 km ²

Ou seja, a maior parte das áreas indicadas para reflorestamentos industriais (51,4%) apresenta produtividade média (7,3 tC/ha).

a.3) Estimativa de Áreas por Nível de Produtividade

Tabela 41

Classe de Produtividade	Reflorestamento industrial (x10 ² ha)	Reflorestamento corretivo (x10 ² ha)	Reflorestamento misto (x10 ² ha)	Totais (x10 ² ha)
Alta	10.605	575	700	11.800
Alta/Média	35.937	15.325	16.188	67.450
Média	74.350	5.027	7.375	86.950
Média/Baixa	4.575	7.375	750	12.700
Baixa	19.200	600	2.700	22.500
Totais	144.667	28.900	27.913	201.480

Fonte: Projeto FLORAM (2000).

a.4) Estimativa de Carbono Fixado, por Áreas de Produtividade

Tabela 42

Classe de Produtividade	Área Plantada Anualmente (10 ⁶ ha)	Áreas Anuais Acumuladas (10 ⁶ ha) ⁵⁵	Produtividade Potencial Anual (tC/ha)	Carbono Fixado (10 ⁶ t) ⁵⁶
Alta	0,0396	18,418	13,1	241,2
Alta/Média	0,2248	104,547	10,1	1055,9
Média	0,2898	134,772	7,3	983,8
Média/Baixa	0,0423	19,685	4,7	92,5
Baixa	0,0750	34,875	1,3	45,3
Totais	0,6715	312,293		2418,7

Fonte: Projeto FLORAM (2000).

⁵⁵ Esta área é acumulada em 465 anos.

⁵⁶ Carbono acumulado em 465 anos, supondo uma produtividade anual constante e desprezando o atingimento da maturidade, quando a remoção anual é praticamente nula.

a.5) Análise dos Dados do FLORAM

Sob a hipótese de se adotar um plano de reflorestamento conforme previsto no FLORAM (área e produtividade), para efeitos do Protocolo de Kyoto, as seguintes considerações devem ser feitas:

(1) Tempo de Creditação do Projeto

Pela decisão 19/CP9, o tempo de creditação de um projeto de florestamento/reflorestamento no MDL pode ser:

Opção 1 : 30 anos, sem renovação.

Opção 2 : 20 anos, com possibilidade de 2 renovações (ou seja, até 60 anos).

Em outras palavras, esses são os tempos (em anos) em que um projeto florestal pode solicitar créditos sob o MDL (20, 30, 40 ou 60 anos).

Sob a opção 2, no entanto, os participantes do projeto têm que atualizar a linha de base (ou seja, somente considerar, para fins de geração de crédito, os aumentos nos estoques de carbono a partir do estoque já existente. Isto faz com que, no caso de plantação com nativas (com crescimento médio marginal, após 30 anos – dependendo da espécie plantada), o ganho através do MDL será pequeno.

Sob a opção 1, a tabela 42 fica alterado da seguinte forma:

Tabela 43

Classe de Produtividade	Área Plantada Anualmente (10 ⁶ ha)	Produtividade Potencial Anual (tC/ha)	Carbono Fixado (10 ⁶ t)
Alta	0,0396	13,1	0,5187
Alta/Média	0,2248	10,1	2,2705
Média	0,2898	7,3	2,1155
Média/Baixa	0,0423	4,7	0,1988
Baixa	0,0750	1,3	0,0975
Totais	0,6715		5,201

Esta remoção (bruta) anual de 5.201 kt C pode gerar créditos que totalizam cerca de 30% da demanda potencial anual de créditos de carbono florestal (pela limitação dos 1% explicadas na Introdução. O cálculo, entretanto, não é feito sobre a remoção bruta, mas sim líquida, e considerando ainda, o desconto da linha de base e fuga.

A remoção líquida é calculada da seguinte forma: soma das mudanças nos estoques de carbono nos cinco reservatórios florestais (biomassa acima do solo, biomassa abaixo do solo, serrapilheira, madeira morta e solo orgânico) menos emissões de gases de efeito estufa decorrentes da implantação do projeto (por exemplo, emissões de óxido nitroso resultantes da aplicação de fertilizantes, ou emissões de metano e óxido nitroso resultantes da queima da área onde o projeto será implantado)

Convém esclarecer que nem todos os cinco reservatórios de carbono têm que ser considerados na estimativa da remoção de CO₂ da atmosfera. Neste caso, há que se demonstrar que o reservatório excluído não era uma fonte de emissão.

Fuga representa o aumento das emissões de gases de efeito estufa fora da área do projeto, que ocorrem devido a implantação do mesmo.

Linha de base representa a soma dos estoques de carbono nos cinco reservatórios florestais que ocorreria na ausência do projeto.

Os cálculos apresentados pelo RADAM não levam em consideração a remoção líquida, mas a remoção bruta. Assim, as estimativas de remoção de carbono pelo FLORAM são superestimadas, para fins do MDL. Adicionalmente, o FLORAM considera reflorestamentos com espécies exóticas (*Pinus* e *Eucalyptus*), que apresentam um potencial de remoção de carbono bem mais rápido do que o das espécies nativas.

7.2. Recuperação de Matas Ciliares no Estado de São Paulo

O Estado de São Paulo possui cerca de 20% de seu território com terras de aptidão exclusiva para florestas de proteção ou reflorestamento comercial e

outros 20% com aptidão para pastagens ou reflorestamentos⁵⁷. Supondo que a área a ser coberta por florestas seja 30% do território, descontando-se a superfície já florestada (12,8% com florestas nativas e 2,7% de reflorestamentos), restaria uma demanda aproximada de 14,5% das terras, ou seja, cerca de 3.850 hectares para o reflorestamento (Melo e Faria, 2004).

Tem havido muitas discussões sobre o uso potencial do MDL como mecanismo para recuperação de áreas de matas ciliares. Alguns estudos recentes têm servido como suporte para análise desta possibilidade, a exemplo de *Melo, A.C.G.*

Especificamente com relação à recuperação das matas ciliares em território paulista, a Lei Estadual no. 9989, de 22 de maio de 1998 prevê a obrigatoriedade da *“recomposição florestal, pelos proprietários, nas áreas situadas ao longo dos rios e demais cursos d’água, ao redor de lagoas, lagos ou reservatórios d’água naturais ou artificiais, bem como as nascentes e nos chamados olhos d’água.”*

A incapacidade do Estado em fazer cumprir a legislação é lembrada por Toledo (1999), que sugere o uso de mecanismos de estímulo ao engajamento voluntário dos proprietários de terras a programas de recuperação florestal.

Para fins de uma avaliação preliminar, qual seria a demanda para atender a legislação, em todo o território paulista?

Segundo Kageyama et al. (1994), “somente às margens dos reservatórios da Companhia Energética de São Paulo, haveria cerca de 75.000 hectares a recuperar. Segundo Melo (2004) a falta de levantamentos em escala adequada, para todo o território do Estado, torna o cálculo preciso da demanda para recuperação uma tarefa muito difícil. Apesar disso, Barbosa (2000) estimou em 600 hectares a área total de matas ciliares a serem recuperadas em todo o Estado de São Paulo.”

Ainda segundo Melo (2004), “se por um lado as estimativas de área a ser recuperada são muito variáveis, por outro lado as estimativas de custo, entretanto, são precisas e, em alguns casos, apresentam valores regionalizados.

⁵⁷ Secretaria de Estado do Meio Ambiente/Fundação Florestal. Plano de Desenvolvimento Florestal Sustentável. São Paulo: Fundação Florestal, 1993. 47p

Infelizmente os valores não são baixos e essa tem sido uma das maiores limitações à execução dos plantios.”

Joly et al. (1995), estimaram em aproximadamente R\$ 2.500,00 o custo médio de recuperação de um hectare de mata ciliar. A Fundação Florestal e Fundo Florestar (1993), estimaram o custo de implantação de um hectare de mata ciliar na região de domínio da Mata Atlântica em R\$ 3.251,00 para áreas ocupadas com pastagem e R\$ 2.576,00 para áreas aterradas. Na região de Campinas (SP), o custo seria de R\$ 2.223,00, descontado o valor das mudas.

Notar que esses custos estão relacionados à implantação de mata ciliar, e que, em comparação ao MDL, não inclui os custos de monitoramento, verificação, avaliação de impactos, etc., que podem aumentar significativamente esses valores.

Uma das maiores ameaças aos projetos de recuperação são as formigas dos gêneros *Atta* e *Acomyrnex*, que podem arruinar plantios inteiros (dos Anjos et al.; 1998; Durigan et al., 2003). Entretanto, o combate a formigas pode ser feito, por exemplo, com termonebulizadores, pó formicida ou isca granulada. A opção por alguma dessas técnicas dependerá principalmente das condições climáticas e talvez da disponibilidade de máquinas na propriedade. Sob o ponto de vista do MDL, as implicações podem ser nos impactos ambientais, nas emissões resultantes da prática de combate às formigas, na produtividade das florestas plantadas.

Sob o ponto de vista do estoque e remoção anual potencial, dados de Melo e Durigan [Melo, A.C. e Durigan, G. Carbono fixado em reflorestamentos heterogêneos de matas ciliares na Bacia do Médio Paranapanema] indicam o seguinte:

- Estoque em matas ciliares maduras
 - Cerrado: 54,2 Mg C/hectare (49,9 a 58,5)
 - Floresta: 76,6 Mg C/hectare (73,6 a 79,7)
- Incremento Médio Anual (C) em reflorestamentos
 - Cerrado **Nativas: 0,66 Mg C/hectare** (0,01 a 1,46)

- Cerrado **Pinus: 9,47 Mg C/hectare**
- Florestas: 5,2 (0,6 a 9,8)

7.3. ALTERNATIVAS PARA A RECUPERAÇÃO DE ECOSISTEMAS DEGRADADOS – AMAZÔNIA

Segundo Vieira et al. (1993) “as capoeiras são o tipo mais comum de ecossistema degradado na Amazônia e, felizmente, o mais fácil de recuperar, pois à medida em que se desenvolvem, elas recuperam o potencial de produtividade agrícola, acumulando nutrientes na biomassa e restaurando as propriedades físico-químicas do solo.”

“A introdução de espécies florestais de rápido crescimento e de alto valor comercial, juntamente com fruteiras temporárias e perenes, em áreas de agricultura migratória, caracterizando a formação de sistemas agroflorestais, pode, também, iniciar um processo de recuperação agrícola e capitalização do pequeno produtor rural, ao mesmo tempo que induz a prática de uma agricultura bio-tecnologicamente mais adequada à região.”

“Do ponto de vista de sustentabilidade sócio-econômica, o plantio de árvores em áreas de roçado só é aplicável em locais de baixa pressão sobre o uso do solo, devido a necessidade da terra ficar imobilizada durante o tempo de crescimento das árvores, o qual deve ser de 15 a 20 anos para algumas espécies florestais de rápido crescimento.”

“A busca de sistemas de produção mais sustentáveis para áreas de pastagens degradadas pode ser obtida, também, com o emprego de sistemas agrossilvipastoris. O plantio de árvores junto com forrageiras, além de proporcionar condições ambientais mais adequadas para os animais e melhor ciclagem de nutrientes no sistema, representaria uma poupança para o pecuarista, no momento de realizar a reforma da pastagem. Atualmente, sistemas agrossilvipastoris não estão sendo implantados em larga escala na Amazônia (Veiga, 1991)

“Outras formas intensivas de recuperação apropriadas para a capoeira, com altos insumos, incluem a formação de consórcios de plantas perenes (Brienza Junior et

al., 1983) e reflorestamento com espécies arbóreas comerciais. Sistemas de produção intensivos, monoculturais, como o dendê, também são promissores, mas correm o risco de ataques de pragas.”

“As áreas onde não ocorrem a regeneração da floresta (juquirá) são raras atualmente, mas podem aumentar no futuro, se as reformas das pastagens falharem. Essas áreas são muito importantes pois representam o maior risco à integridade ecológica da Bacia Amazônica. Serão necessários maiores recursos para recuperar essas áreas do que o necessário, atualmente, para recuperar as capoeiras.”

Segundo Oliveira e Moreira (1993), “atualmente tem-se dado ênfase para substituir as pastagens por sistemas agroflorestais que seriam mais compatíveis ecológica e possivelmente economicamente nas condições regionais. Nestes sistemas, os principais componentes poderiam ser as espécies frutíferas e lenhosas nativas, as quais seriam o componente perene dos sistemas agroflorestais. Outras perenes, como aquelas de potencial industrial e medicinal, poderiam também ser utilizadas nestes sistemas, embora haja atualmente poucos estudos desenvolvidos com essas espécies. As mais estudadas atualmente são o dendê, a seringueira, o guaraná, a pupunha, e algumas outras espécies.”

Nobre et. al. (2004), faz uma estimativa do potencial possível na Amazônia para projetos MDL de reflorestamento: “assumindo um reflorestamento com espécies florestais que possam armazenar, ao final de seu crescimento, uma média de 150 toneladas de carbono na biomassa por hectare, podemos estimar como razoáveis taxas de assimilação líquida de 6 a 8 toneladas de carbono por hectare ao ano, tomando uma escolha de espécies de relativo rápido crescimento. Assim, se desejarmos uma remoção líquida de 30 milhões de toneladas de carbono anuais, necessitamos de área total de 4 a 5 milhões de hectares (40 a 50 mil km²) em projetos de reflorestamento. Em função do expressivo estoque de áreas degradadas no país, não é impossível se pensar em projetos de reflorestamento que cheguem a ocupar uma área com estas dimensões, ainda que se levasse um período de décadas para implementá-los (por comparação, a área de cana de açúcar, no Estado de São Paulo, é de aproximadamente 25 mil km² e foram necessários cerca de 30 anos para sua implantação). Somente na Amazônia,



estima-se que mais de 200 mil km² (20 milhões de hectares) sejam áreas desmatadas mediana ou altamente degradadas, normalmente ocupadas por pastagens degradadas e mal manejadas”.

Salati et.al. (2004) estima que o reflorestamento em áreas degradadas na Amazônia pode atingir cerca de aproximadamente 50 milhões de hectares de áreas degradadas sendo que uma grande parte poderá ser utilizada para plantações florestais comerciais (em média 5 a 7 tC/ha/ano, e até 10 no caso de eucaliptos) e outra parte para reflorestamento de áreas de conservação.

7.4. RECUPERAÇÃO DE ÁREAS DEGRADADAS NO SEMI-ÁRIDO

A degradação nas áreas do semi-árido tem sido tratada, de forma mais intensa, no contexto da desertificação, definida como a “degradação da terra nas regiões áridas, semi-áridas e sub-úmidas secas, resultantes de vários fatores, incluindo variações climáticas e atividades humanas”. Por exemplo, a Agenda 21 estabeleceu seis áreas-programa no sentido de direcionar ações para o combate à desertificação, incluindo “combater a degradação da terra através das atividades de conservação do solo e florestas nativas, e reflorestamento”.

Segundo Matallo Júnior (1994), um dos meios de realização deste programa seria a “criação, com a coordenação do IBAMA e executado pelos municípios e organizações não-governamentais, de um Programa de Reflorestamento para a região semi-árida, com especial ênfase para as áreas de nascente e margens de rios”.

7.5. OUTROS PROJETOS

O Brasil tem também grandes oportunidades em implantação de florestas econômicas, especialmente nas florestas para abastecimento das indústrias de base florestal. Neste caso, as melhores oportunidades de negócios são oferecidas pela Bolsa de Chicago – CCX – Chicago Climate Exchange, que é uma bolsa auto-regulável constituída sob as leis norte-americanas com o objetivo de comprar créditos de carbono de projetos da região do NAFTA (Estados Unidos, Canadá e

México) e do Brasil. Esse fundo trata-se de uma enorme oportunidade para as empresas de base florestal no Brasil.

O CCX, admite o comércio de carbono estocado em áreas reflorestadas a partir de 1990 nas áreas desmatadas até aquela data. As negociações são feitas com a variação do estoque de carbono destas florestas nos anos 2003, 2004, 2005, e 2006. A FBDES já aprovou vários projetos junto ao CCX, sendo que a quantidade de carbono a ser comercializada já é da ordem de 14 milhões de toneladas de CO₂, com o compromisso de manter áreas equivalentes florestadas por 30 anos. Como exemplo podemos citar o projeto Klabin que negociou créditos de carbono de uma área de aproximadamente 118.000 ha. de pinus e eucalipto no Estado do Paraná, correspondendo a cerca de 1,8 milhões de toneladas de CO₂. O CCX está pagando algo em torno de US\$ 1,00/ t CO₂.

No âmbito dos regulamentos do Protocolo de Kyoto, o projeto Plantar é um dos exemplos mais característicos das oportunidades para florestas econômicas. A Plantar é uma companhia de reflorestamento fundada no final dos anos 60 que nasceu em função dos estímulos dos incentivos fiscais para o plantio de eucalipto. Mais tarde, para aproveitar a matéria prima própria, integrou-se a produção de ferro gusa ao grupo Plantar.

A justificativa do projeto para se candidatar ao MDL baseia-se na manutenção da utilização do carvão vegetal como redutor na fabricação de ferro gusa, ao invés de converter-se ao carvão mineral, tendência dominante no segmento da siderurgia do ferro gusa no Brasil.

A linha de base do Projeto Plantar (metodologia 48-a do protocolo de Marraqueche – Tendências Históricas) parte do pressuposto de que há uma contínua redução de implantação de reflorestamentos com finalidades energéticas, devido à falta de financiamento e à baixa taxa de retorno desses financiamentos pelo seu longo período de maturação. Conseqüentemente, a tendência é de substituição do carvão vegetal pelo coque mineral importado na produção de ferro gusa, favorecido pelo câmbio valorizado. Os proponentes do projeto prevêm que os créditos de carbono poderiam reverter esta tendência, aumentando a rentabilidade do ferro gusa a carvão vegetal.

No entanto, existem alguns pontos polêmicos com relação a esta linha de base, que se referem: i) valorização do câmbio favorecer o preço do coque importado em relação ao carvão vegetal; ii) falta de fornecimento de madeira para carvão, dada a diminuição do financiamento para reflorestamentos; e iii) incapacidade financeira da empresa para financiar o próprio reflorestamento.

É estimado que o projeto gere créditos equivalentes a 3,5 m t C no decorrer de 28 anos. Estes seriam gerados através de três componentes de carbono do projeto: 2,1 m t C oriundas da manutenção da utilização do carvão vegetal; 0,12 m t C devido à melhoria dos fornos de carvão, pela redução da emissão do metano; e 1,2 m t C oriundos do reflorestamento de 23.100 hectares com eucalipto, totalizando 3,34 m t C.

12% do carbono a ser fixado pelo projeto (0,4m tC, ou cerca de 1,5 milhões tCO₂) foram negociados com o Fundo Protótipo de Carbono (PCF) do Banco Mundial ao preço US\$ 12,8/t C (equivalente a US\$ 3,5/t CO₂) para financiar parte do reflorestamento, resultando um crédito de US \$5,25 milhões.

O principal benefício social do projeto seria a manutenção de 1.270 empregos diretos, que seriam despedidos caso a empresa fechasse as portas, dada à carência de financiamento para reflorestamento.

Contudo, existem algumas manifestações contra o projeto. Algumas ONGs tem percorrido diversos países da Europa e diversas instituições se manifestando contra o projeto. Segundo Man Yu (2004), o projeto apresenta diversas lacunas em relação ao desenvolvimento sustentável local, particularmente, no que diz respeito à inclusão social. Dada a vocação florestal da região e a significativa experiência técnica da Plantar na produção de mudas clonadas com alta tecnologia parece existir um potencial considerável para estender os benefícios a produtores locais através de parcerias a exemplo do programa de fazendeiro florestal⁵⁸. Entretanto, nenhum esforço de difusão de tecnologia de reflorestamento foi empreendido ou de inclusão social, alegando poder afetar a

⁵⁸ **Programa Fazendeiro Florestal**, é um programa de geração de benefícios sócio-econômicos proporcionados pelas empresas produtoras de ferroligas e silício metálico, que consiste na formação de parcerias com fazendeiros, utilizando as áreas pouco produtivas de suas terras para o reflorestamento, sem o desmatamento de florestas nativas. Este programa é responsável pela geração de empregos diretos e indiretos, fixação de trabalho no campo, conservação do solo, evitando o processo de erosão e a diminuição da pressão sobre as florestas nativas.(www.abrafe.ind.br).

competitividade da empresa, a qual se restringiu a um modesto programa de educação ambiental e a certificação do status de "empresa amiga da criança" em atendimento à legislação de proibição do uso de mão-de-obra infantil. Ademais, devido à necessidade de compra de grandes áreas de terra para a implantação do reflorestamento, e devido à sua grande replicabilidade para empresas do mesmo setor, corre-se o risco de desencadear um novo processo de concentração fundiária na região.

Outro projeto com as mesmas características do projeto Plantar é o Projeto da V&M do Brasil. Recentemente a V&M assinou uma carta de intenções com o INCaF (IFC-Netherlands Carbon Facility) - órgão do Banco Mundial - que irá assegurar suporte de longo prazo para o Projeto, através da venda de 5 milhões de toneladas de dióxido de carbono equivalente (CO₂eq), por um valor total de €15 milhões (aproximadamente US\$ 18,6 milhões e a US\$ 3,5/tCO₂). Além disso, será assinado um acordo para venda de 400.000 t de CO₂eq com a Toyota Tsusho Corporation. Vale ressaltar que o projeto em questão tem um potencial de redução de emissão de GEE de 20 milhões t CO₂ eq. considerando todo o período do projeto (até 2020).

A despeito dos problemas apontados pelas ONGs, essa modalidade de projeto apresenta grandes chances de enquadramento no MDL e é uma excelente oportunidade, a ser aproveitada. Para futuros projetos deve-se atentar os problemas apontados e na elaboração do projeto, procurar maximizar a componente de desenvolvimento sustentável.

Também é preciso que o governo venha a estabelecer um quadro claro sobre as questões de desenvolvimento sustentável para ajudar a superar essas dificuldades para que o país viabilize esse tipo de projeto.

7.6. QUADRO- RESUMO DAS OPORTUNIDADES PARA PROJETOS DE FLORESTAMENTO E REFLORESTAMENTO

A tabela abaixo mostra o potencial dos projetos em andamento e o potencial do Projeto Floram: 20 milhões de hectares divididos por classe de produtividade, com um potencial anual total de 671.800 hectares. A estimativa feita por Nobre et. al.

(2004), para o potencial existente na Amazônia vai ao encontro da estimativa do projeto FLORAM: 20 milhões de hectares; Como a estimativa feita por Salatti et.al. (2004) é cerca de 50 milhões de hectares, será adotado, para efeito de cálculo, o potencial teórico de 30 milhões a mais. Para esta estimativa será feita uma extrapolação dos dados do projeto Floram para a área a ser plantada anualmente e para o carbono fixado: 1,0 milhão de hectare por ano e 7,8 milhões tC/ano (28,6 milhões t CO₂/ano) respectivamente.

Os valores dos certificados de carbono variam de US\$ 1,00/t CO₂ (valor comercializado na Bolsa de Chicago –CCX); US\$ 3,5/ t CO₂ (valor pago pelo PCF para o Projeto Plantar e pelo IFC para o Projeto V&M; e US\$ 5,00/ t CO₂ que é o valor adotado para esse estudo como o preço dos RCEs (Reduções Certificadas de Emissões). É importante observar que com a ratificação do Protocolo de Kyoto o preço do certificado no mercado internacional tende a subir, conforme análise feitas por alguns especialistas de mercado⁵⁹.

Potencial de Projetos de Florestamento e Reflorestamento

Em andamento

Potencial	tC evitada	tCO ₂ evitada (44/12)	RCEs = US\$ 5,00 / tCO ₂ (1)	PCF = US\$ 12,8 tC (US\$ 3,5 / t CO ₂) (2)	CCX = US\$ 1,00 / tCO ₂ (3)	US\$ / ha
Projetos aprovados no CCX		14 milhões t CO ₂			US\$ 14 milhões	
Projeto Plantar – 23.100 ha		1,5 milhões t CO ₂ para o período negociado com o PCF		US\$ 5,25 milhões		US\$ 227,28/ha para o período negociado
Projeto V&M		5,0 milhões para o período negociado		US\$ 18,6 milhões		
Total de projetos em andamento		20,5 milhões t CO₂		US\$ 23,8 milhões	US\$ 14 milhões	

⁵⁹ Conforme Estudo de Mercado, CGEE, (2004)

Potencial Projeto FLORAM – Potencial total de 20 milhões hectares e
Potencial Teórico – 30 milhões de hectares

Potencial	tC evitada	tCO ₂ evitada (44/12)	(1) RCEs = US\$ 5,00 / tCO ₂	(2) PCF = US\$ 12,8 tC (US\$ 3,5 / t CO ₂)	(3) CCX = US\$ 1,00 / tCO ₂	US\$ / ha
Potencial Projeto FLORAM – 20 milhões de hectares (considera a remoção bruta, e não líquida, de carbono)						
39.600 ha/ano com 13,1 tC/ha	0,52 milhões tC/ano	1,90 milhões t CO ₂ /ano	9,5 milhões/ano	6,65 milhões/ano	1,9 milhões/ano	(1) 239,89 /ano (2) 167,92 /ano (3) 47,97 /ano
224.800 ha/ano com 10,1 tC/ha	2,27 milhões tC/ano	8,33 milhões t CO ₂ /ano	41,65 milhões/ano	29,155 milhões/ano	8,33 milhões/ano	(1) 185,27 /ano (2) 129,69 /ano (3) 37,05 /ano
289.800 ha com 7,3 tC/ha	2,11 milhões tC/ano	7,76 milhões t CO ₂ /ano	38,8 milhões/ano	27,16 milhões/ano	7,76 milhões/ano	(1) 133,88 /ano (2) 93,71 /ano (3) 26,77 /ano
42.300 ha com 4,7 tC/ha	0,19 milhões tC/ano	0,729 milhões t CO ₂ /ano	3,645 milhões/ano	2,5515 milhões/ano	0,729 milhões/ano	(1) 86,17 /ano (2) 60,31 /ano (3) 17,23 /ano
75.000 ha com 1,3 tC/ha	0,097 milhões tC/ano	0,375 milhões t CO ₂ /ano	1,875 milhões/ano	1,3125 milhões/ano	0,375 milhões/ano	(1) 25,00 /ano (2) 17,50 /ano (3) 5,00 /ano
Potencial Projeto FLORAM Total – 671.500 ha/ano	5,2 milhões tC/ano	19,094 milhões t CO₂/ano	19,05 a 95,47 milhões/ano			US\$ 5,00 a 239,89/ano dependendo da classe de produtividade e da área plantada
Potencial teórico considerando valores absolutos de 30 milhões de hectares (considera a remoção bruta, e não líquida, de carbono)						
Potencial Teórico Total – 1,0 milhão ha/ano	7,8 milhões tC/ano	28,6 milhões t CO₂/ano	28,6 a 143 milhões/ano			US\$ 5,00 a 239,89/ano dependendo da classe de produtividade e da área plantada

Vale ressaltar que, a implementação de políticas públicas que levem ao cumprimento mais eficaz da legislação vigente, principalmente o Código Florestal, principalmente ao se fazer respeitar as áreas de Reserva Florestal Legal e Áreas de Proteção Permanente, pode por si só reduzir as taxas anuais de reflorestamento em, no mínimo, 10%. Levando-se em conta as taxas anuais de desmatamento na Amazônia brasileira (cerca de 2.3 milhões de hectares nos últimos dois anos (INPE, 2004), estes 10% de redução nos desmatamentos significariam um decréscimo de emissões brasileiras de cerca de 30 milhões de toneladas de carbono (Nobre et. al., 2004).

7.7. ALGUMAS CONSIDERAÇÕES IMPORTANTES PARA PROJETOS DE FLORESTAMENTO E REFLORESTAMENTO

- O potencial para projetos de florestamento/reflorestamento sob o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo depende do tratamento da recuperação de áreas degradadas previstas por lei, na demonstração de adicionalidade do projeto.
- O potencial também depende do tipo de reflorestamento/florestamento almejado: no caso de plantações com nativas, onde a taxa de crescimento anual é menor do que no caso de plantações com exóticas (do tipo Pinus ou Eucalyptus), e dependendo da opção feita pelo tipo de certificado (tCER ou ICER)⁶⁰, os créditos, a cada nova verificação, vão se tornando menores à medida que o projeto vai atingindo a maturidade. Note que a verificação do projeto é feita a cada 5 anos (contados a partir de um momento inicial definido pelos participantes do projeto) e que,

⁶⁰ Duas categorias de certificados foram criadas para as atividades de projeto de florestamento/reflorestamento no MDL: o CER temporário (tCER) e o CER de longo prazo (ICER). O CER temporário é um CER (reduções certificadas de emissões) emitido para uma atividade de projeto de florestamento ou reflorestamento no MDL, e expira ao final do período de compromisso subsequente àquele onde foi emitido (Para. 1(g)). CER de longo prazo é um CER emitido para uma atividade de projeto de florestamento ou reflorestamento no MDL, e expira ao final do período de creditação da atividade de projeto para o qual foi emitido (Para 1(h)). Os participantes do projeto devem selecionar uma dentre essas abordagens, para tratar a questão da não-permanência de uma atividade de projeto de florestamento/reflorestamento no MDL (Para. 38), sendo que a abordagem escolhida deve permanecer fixa durante o período de creditação, incluindo as renovações, se aplicável (Para. 39). Cada Parte Anexo I deve assegurar que sua aquisição líquida de tCERs ou ICERs durante o primeiro período de compromisso não ultrapassa os limites estabelecidos para aquela Parte, ou seja, 1% do total de suas emissões de CO₂ em 1990, vezes cinco (Para. 51). (Krug, Thelma, 2004. Estudo Setorial Florestas, CGEE)

sob a opção ICER, só contabiliza as mudanças nos estoques de carbono desde a última verificação. No caso de plantações maduras, essas mudanças poderão ser marginais, e o projeto vai se manter somente para “compensar” as emissões já realizadas pelo país Anexo I comprador, até o final do período de creditação selecionado. No caso da opção por tCER, a cada verificação, a remoção antrópica líquida do projeto é contabilizada, e os certificados equivalentes emitidos. Há que se estudar, também, qual a melhor opção, para cada caso.

- Há que se considerar, também, a comprovação da adicionalidade de projetos MDL voltados para plantações industriais. No caso do Brasil, o Plano Nacional de Florestas antecipa, até 2010, um aumento significativo na área plantada. Assim, em programas governamentais de reflorestamento, há que se demonstrar, também, a adicionalidade, baseada em uma linha de base que seria a estabelecida no Plano Nacional. É ainda bastante incerto como a Junta Executiva do MDL vai tratar esta questão. Entretanto, potencialmente, ela pode constituir um empecilho.
- Atualmente, a percepção é a de que os projetos MDL florestais são projetos relativamente caros, em função da necessidade de monitoramento, verificações periódicas (a cada 5 anos), e, no caso de plantações em áreas degradadas, a necessidade de recuperação do solo (através de fertilização, correção e manejo), que pode acarretar em emissões significativas de gases de efeito estufa. Essas emissões são descontadas da remoção real de gases de efeito estufa promovida pelo projeto.
- Durante as discussões das modalidades e procedimentos para inclusão de projetos de florestamento/reflorestamento no MDL foi proposta a categoria de projetos florestais de pequena escala, definidos como projetos que removem, anualmente, menos do que 8 ktoneladas de CO₂, e que são desenvolvidos por comunidades ou indivíduos de baixa renda. A proposta dessa categoria de projeto



deve-se à possibilidade de que sejam objeto de procedimentos simplificados, que poderiam diminuir os custos de transação. Durante a reunião do Órgão Subsidiário de Assessoramento Científico e Tecnológico (SBSTA) ocorrida em junho, foram discutidas modalidades simplificadas para os projetos de pequena escala, os quais serão submetidos à COP10, para aprovação. De qualquer forma, a maior parte das simplificações (metodológicas) foi transferida para ser desenvolvida pela Força Tarefa Florestal da Junta Executiva, não estando, portanto, ainda disponível. A utilização desta categoria de projetos MDL florestal vem sendo discutida no MMA.

- Sob o ponto de vista do MMA, plantações consorciadas podem ser potencialmente interessantes. Entretanto, supondo que a questão da adicionalidade possa ser demonstrada em projetos de recuperação de matas ciliares, algumas leis estaduais podem requerer que a recuperação se dê através da plantação de espécies nativas, sem a possibilidade de consórcio com frutíferas, por exemplo, que seriam, de certa forma, um estímulo aos proprietários que utilizam a área para fins agrícolas.
- Outra questão a ser estudada, no caso da recuperação de matas ciliares refere-se justamente aos impactos sócio-econômicos resultantes da paralização das atividades (agrícolas ou para pastagem) ora em desenvolvimento nessas áreas, para implantação dos projetos de reflorestamento. No Plano de Concepção do Projeto, os impactos sócio-econômicos e ambientais devem ser avaliados, assim como a possibilidade de haver fuga, no caso de alocação das atividades desenvolvidas para outro local.
- Enfim, são muitas as variáveis que tem que ser tratadas para que uma resposta concreta possa ser fornecida sobre o mercado MDL florestal. Adicionalmente, é necessário que o próprio governo defina a forma como antecipa que esse mecanismo seja utilizado no país,

e para que fim (plantações com nativas ou exóticas; estímulo à sistemas agroflorestais?, etc.).

- Finalmente, há que se considerar que tCERs ou ICERs somente serão emitidos após a verificação. É de se esperar que nos anos iniciais de implantação de um projeto MDL com nativas, a remoção real de gases de efeito estufa seja relativamente pequena, gerando baixo retorno financeiros aos participantes do projeto. A primeira verificação será feita em época a ser definida pelos participantes, e será seguida de outras verificações, a cada 5 anos.
- Essas considerações são válidas dentro do regime estabelecido no Protocolo de Quioto.

8. OUTROS MERCADOS

8.1. POTENCIAL NACIONAL DE EXPORTAÇÃO DO ÁLCOOL COMBUSTÍVEL⁶¹

O uso de etanol e a exportação de açúcar triplicaram a produção de cana no Brasil desde 1975; ela ocupa 8% da área de cultivo, está presente em todos os estados, utiliza 300 usinas e 60 mil produtores de cana. Graças a evolução tecnológica e gerencial, o Brasil é hoje, no plano mundial, imbatível em termos de custos de produção de etanol e de açúcar a partir da cana.

A produção de etanol no mundo é de cerca de 33 milhões de m³, sendo 58% para combustíveis. O Brasil produz 13,5 milhões de m³ (41%). Os custos equivalentes de produção fora do Brasil, a partir de produtos alternativos, são superiores aos do Brasil (US\$ 0,16 / litro). Para o milho, nos Estados Unidos, o custo se situa entre 29 e 33 centavos de dólar por litro; para trigo e beterraba, na Alemanha, o custo aproxima-se de 51 centavos de dólar por litro. Com grandes avanços tecnológicos, como no caso de hidrólise de lignocelulósicos, os Estados Unidos poderiam ter 30 centavos de dólar em 2010 e talvez 20 centavos em 2020. O custo de produção do etanol no Brasil, portanto, dificilmente será atingido por outros países neste período.

Atualmente o comércio internacional de etanol é de cerca de 3,3 milhões m³ / ano (2002), tendo ficado acima de 3 milhões m³ / ano desde 1998. O Brasil duplicou sua exportação de 2001 para 2002 (de 0,32 para 0,76 m³), sendo hoje o líder do mercado com 25% do total.⁶²

Este mercado tende a crescer muito nos próximos anos. As diversas análises de potencial têm sempre considerado dois pontos básicos:

- A provável implementação do Protocolo de Kyoto, aumentando a demanda de combustíveis renováveis no mundo.
- A enorme resistência dos países desenvolvidos (em particular a UE e os EUA) em reduzir barreiras comerciais para a entrada de etanos

⁶¹ Este item foi retirado integralmente de Isaías de Carvalho Macedo e Luiz Augusto Horta Nogueira, em Cadernos NAE, 02/2004 "Biocombustíveis"

⁶². Carvalho E. P.: Demanda externa de etanol. Seminário BNDES "Alcool: gerador de divisas e emprego". Rio de Janeiro, 2003

externo, tendo em vista seu interesse em manter o nível de emprego interno.

O segundo ponto é importante porque estamos em um momento decisivo de definições sobre regras no comércio internacional onde até uma pequena vitória (como a possível decisão na OMC sobre o subsídio ao açúcar exportado pela Europa) terá enormes consequências sobre a nossa produção de cana (somando-se as expansões para etanol).

Quanto ao potencial de mercado externo, estes têm sido avaliados considerando as políticas agrícolas internas de cada País ou região, o seu compromisso formal ou esperado com o Protocolo de Kyoto, sua demanda de combustíveis, etc. É uma área com muitas incertezas.

Vários países que têm programas estabelecidos formalmente para produção de etanol carburante, em alguns casos as políticas têm sido explícitas ao impedir a importação de etanol (visando claramente o etanol brasileiro, com custos de produção muito abaixo de qualquer outro, na escala prevista).

Uma estimativa da UNICA para 2010, apresentada em 2003, indica que as demandas totais seriam:

Tabela 44

EUA	18-20 milhões m ³
Japão	6-12 milhões m ³
EU	9-14 milhões m ³
Leste Europeu	1-2 milhões m ³
Canadá	1-2 milhões m ³

Uma avaliação recente da IEA⁶³ confirma estas expectativas: considerando as metas já estabelecidas nos programas da EU e dos Estados Unidos/Canadá, juntamente com expectativas para o Brasil, uma avaliação indica a demanda de 66 milhões m³ de etanol em 2010, a partir dos 33 milhões de m³ em 2003.

⁶³ Fulton, L e Hodges, A.: Biofuels for Transport: Na International Perspective: IEA/EET, 2004



Os estudos para estimar que parcela deste mercado seria possível ocupar com etanol brasileiro refletem incertezas sobre o encaminhamento das negociações comerciais em curso para redução/eliminação das barreiras comerciais. Também, embora claramente o etanol brasileiro não tenha competidor em custo no mundo, acordos bilaterais e outros poderão garantir parte do mercado a outros participantes (Tailândia, Austrália, Guatemala, etc). Uma posição conservadora, adotada em estudo da Datagro⁶⁴, considera que:

- O mercado da EU estará fechado para importações
- O mercado japonês poderá importar 5,5 milhões m³, a partir de 2007
- A Coreia poderá importar 1 milhão m³
- Os EUA, através do Caribe e da América Central poderiam importar 1,3 milhão m³, em 2011.

O Brasil poderia participar neste mercado externo com cerca de 4,4 milhões anuais em 2013. Avaliação feita na Câmara Setorial da Cadeia Produtora do Açúcar e Álcool, refletindo problemas de infra-estrutura deficiente para a exportação e maior dificuldades com barreiras tarifárias externas, indica a exportação de 2,2 a 3,2 milhões m³ etanol/ano, em 2010 e 2015⁶⁵.

O mercado de açúcar precisa ser considerado (etanol e açúcar são co-produtos no Brasil, e poderão sê-lo na Índia, Tailândia, Austrália, etc) para avaliação das possibilidades de crescimento da cana de açúcar no Brasil. Estimativas indicam um potencial de 12,8 milhões toneladas para o mercado interno e 20,9 milhões toneladas para o mercado externo.

Para atender à essas demandas teríamos a necessidade de uma produção de matéria prima de aproximadamente 572 milhões t cana / ano (mercado interno e externo de etanol e açúcar). Este valor representa um incremento de cerca de 230 milhões t cana em dez anos. O aumento corresponderia a dobrar a produção atual de etanol e aumentar em cerca de 44 % a produção de açúcar. Seriam preciso, portanto, avaliar os impactos (benefícios e dificuldades a vencer) visando

⁶⁴ Nastari, P.: Projeções de demanda de açúcar e álcool no Brasil no médio e longo prazos; III Conferência Internacional Datagro sobre Açúcar e Álcool, São Paulo, 2003.cultivado anualmente

⁶⁵ Para o mercado interno as estimativas indicam 22 milhões de m³ em 2013.

aumentos de pelo menos 150 milhões t cana, nos próximos dez anos. Estes 150 – 230 milhões t cana/ano corresponderiam a cerca de 2,2 – 3 milhões ha adicionais.

Aumentos na produção de cana devem ser planejados tendo em conta diversos fatores. No Brasil a experiência acumulada desde 1975 facilita a identificação de alguns pontos essenciais a avaliar. Assim, quais seria os principais desafios a serem enfrentados, no campo agrônomo e industrial?

A tabela abaixo exemplifica a discussão destes assuntos (os dois últimos itens não são dificuldades a vencer: São vantagens que merecem ser contabilizadas.

Tabela 45

<p>Sustentabilidade da base agrônoma: variedades e tecnologia agrícola: o país possui hoje uma base genética adequada (suficiente) para o desenvolvimento contínuo de novas variedades, de modo a suprir as áreas produtoras e ter certeza de que novas doenças ou pragas poderão ser controladas com perdas aceitáveis?</p>	<p>Considerando o sucesso dos programas de melhoramento genético de cana-de-açúcar no passado e a ampla base física instalada, consideramos que o setor poderá contar com variedades adequadas para suportar com segurança a manutenção e futura expansão da cultura em qualquer condição edafoclimática do país. No entanto alguns cuidados devem ser tomados. Por exemplo, a expansão para áreas ainda não visadas especificamente pelos principais programas deverá envolver novos investimentos. Possivelmente no Brasil R\$ 20 milhões/ano. Isto corresponde a US\$ 1,14/hectare</p>
<p>A disponibilidade de áreas livres adequadas</p>	<p>Existem aproximadamente 100 milhões de hectares aptos a expansão da agricultura de espécies de ciclo anual. Adicionalmente, estima-se uma liberação potencial de área equivalente a 20 milhões de hectares proveniente da elevação do nível tecnológico na pecuária, com maior lotação por hectare. Grandes áreas estão disponíveis nos cerrados, cuja concentração se dá de modo importante nas regiões Centro-Oeste, Sudeste e Nordeste do país, em grande parte com disponibilidade de variedades de cana adequadas.</p>
<p>A existência de capacidade industrial para implementação de destilarias</p>	<p>A indústria brasileira de equipamentos para a produção de álcool e cogeração de energia tem hoje um índice de nacionalização de quase 100%. Cresceu desde 1975 com o PNA, nos anos 90 foi estimulada com o grande impulso da exportação de açúcar e evoluiu agora para sistemas de co-geração mais eficientes e uso integral da energia da cana. Os estágios de evolução da agroindústria canavieira foram os grandes aumentos de capacidade; aumento nas taxas de conversão e o uso integral do potencial da cana, que rebateram necessariamente sobre esta indústria de bens e capital. Vários exemplos são marcantes, como a velocidade de desenvolvimento e principalmente de implementação de soluções que evoluiu para os pacotes turn-key no fornecimento de destilarias e sistemas completos de cogeração</p>



<p>A logística, incluindo a exportação</p>	<p>Todos os agentes envolvidos com questões logísticas do etanol (Petrobrás, produtores exportadores) concordam que há necessidade de investimentos nos sistemas de infra-estrutura de coleta e distribuição interna tais como estrutura portuária, ferroviária, rodoviária; além da infra-estrutura para exportação (tancagem, centros coletores, dutos, alcooldutos exclusivos, usando servidão do oleodutos, etc.); para volumes de aproximadamente 5 milhões m3 etanol exportado; investimento do governo em infra-estrutura básica, complementados por ações como as que o setor privado iniciou, poderão capacitar o país nos prazos adequados para um programa exportador importante.</p>
<p>Os possíveis efeitos na geração de energia elétrica</p>	<p>As tecnologias comerciais de geração mais eficientes estão sendo adotadas nas novas instalações (reformas, expansões). A maioria hoje é de sistemas de co-geração, operando na safra, a 60-80bar, com bagaço; deve ser iniciada a utilização de parte da palha, a redução dos consumos internos de vapor e de ciclos de condensação-extração anuais (11 meses/ano). Estes avanços, inclusive a “extensão” do período de geração, dependem principalmente de ser implementada no país uma política real de expansão da geração térmica distribuída, com co-geração; Isto provavelmente será indispensável. De qualquer modo, seria um desperdício injustificável iniciar uma expansão da produção (destilarias e fábricas de açúcar novas) baseada em unidades de geração (novas) ineficientes.</p>
<p>Os efeitos na geração de empregos</p>	<p>Para cada 100 milhões de toneladas de cana teria-se 125 mil empregos diretos e 136 indiretos (considerada a partir de hipóteses conservadoras).</p> <p>Mesmo considerando os avanços tecnológicos (mecanização da colheita, ganhos de produtividade na colheita manual e mecânica), bastaria uma produção total de aproximadamente 400 milhões t cana por ano para manter o nível de empregos (diretos + indiretos) de 1997 (cuja produção de cana foi 304 milhões de toneladas)</p>

9 . CONSOLIDAÇÃO DAS OPORTUNIDADES

O quadro consolidado abaixo, mostra o potencial das oportunidades existentes, referente as mudanças globais do clima. Os projetos que foram negociados em outros mercados de carbono (mercados voluntários), a exemplo da Bolsa de Chicago (CCX), e dos projetos negociados no âmbito do Banco Mundial (Plantar e V&M) também estão incluídos. Estes mercados normalmente têm condições mais flexíveis (como por exemplo o CCX) e os projetos neles negociados provavelmente não serão passíveis de enquadramento no MDL, uma vez que, o MDL pressupõe que o projeto demonstre que está atendendo ao quesito de desenvolvimento sustentável estabelecido pelo país.

Segundo dados do PCF, e em função da sua experiência com projetos de mitigação de carbono, a contribuição da venda de carbono na TIR varia sensivelmente por tipo de tecnologia. Os incrementos mais altos (cerca de 5%) se verifica nos projetos de mitigação de emissão de metano, devido principalmente ao alto poder de aquecimento global deste gás. Portanto o mercado de carbono teria o potencial de revolucionar a gestão final dos resíduos sólidos e de outras atividades geradoras de metano (Eguren L., 2004)

Com efeito, temos dois projetos de biogás de aterro sanitário com metodologias aprovadas no “Meth Panel”, e concorrendo no mercado de créditos de carbono (Nova gerar e Vega Bahia). Assim podemos supor que esta modalidade de projeto teria um potencial importante, sendo necessário para isso o estabelecimento de uma estrutura que viesse a permitir a implementação desse tipo de projeto. O valor observado para o metano nos projetos de biogás de aterro sanitário e casca de arroz foi em torno de US\$ 0,06 - 0,07/m³ CH₄ .Este valor, se comparado a geração de eletricidade que poderia ser gerado com a captura do metano, daria algo em torno de US\$ 17,43/MWh.

Para os projetos de geração de energia a partir de fontes renováveis, o adicional financeiro devido a venda dos certificados de carbono tem variado de US\$ 2,50 a 5,00/MWh, segundo a experiência do PCF. Os maiores valores são obtidos onde o parque de geração elétrica possui alta intensidade de carbono (Eguren L., 2004). No caso do Brasil o valor obtido através deste estudo varia entre US\$ 1,30

a 2,21/MWh em função das hipóteses adotadas para a linha de base, e que possuem um teor de carbono relativamente baixo por causa da grande participação da hidroeletricidade na matriz de energia elétrica do sistema interligado. No entanto a determinação correta desse valor, ainda depende de maiores esclarecimentos de como se dará o cálculo da linha de base para o sistema interligado de países com grande participação de hidroeletricidade na matriz.

A tabela abaixo mostra a contribuição financeira devido a venda dos RCEs por tipo de projeto, conforme a experiência do PCF:

Tabela 46

Tecnologia	Aumento 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

De acordo com esta análise podemos dizer que para o **caso brasileiro**, os projetos de **biogás** de aterro sanitário (com ou sem geração de eletricidade) e **outros projetos que reduzam as emissões de metano (ex.: casca de arroz)** apresentam as melhores oportunidades. Em seguida, os projetos de geração de energia elétrica a partir de **fontes renováveis** em substituição ao diesel, **nos sistemas isolados e na universalização do acesso**. Dentre essas fontes podemos citar **as PCHs, resíduos de madeira e os óleos vegetais**. No sistema interligado a cogeração com o **bagaço de cana**, apresenta a melhor

oportunidade, seguido pelas **PCHs**, e em alguns casos (considerando os melhores sítios) a **energia eólica**.

Conforme podemos verificar no quadro abaixo, **o potencial de iniciativas em andamento** é em torno de **63,1 a 66,1 milhões t CO₂/ano**, sendo 52 milhões t CO₂/ano proveniente das ações do PROCEL. A receita correspondente seria de **US\$ 304,5 a 319,5 milhões/ano**. Deste total o **PROINFA** teria o potencial de captar cerca de **US\$ 21 a 36,2 milhões/ano** e dentre as iniciativas em andamento é a que apresenta atualmente as melhores perspectivas para enquadramento no MDL, sendo necessário no entanto iniciar as etapas necessárias para sua creditação junto ao “Executive Board” do MDL. Para isso é preciso encaminhar melhor algumas questões tais como: a quem caberia a propriedade dos créditos de carbonos e incertezas quanto a adicionalidade. A melhor forma para se resolver essa questão seria considerar o Programa PROINFA como um todo, o que teria como justificar sua adicionalidade, uma vez que o PROINFA representa um custo a mais para o governo e para os consumidores finais de energia, ou seja existe uma barreira financeira, que justificaria a adicionalidade.

Já o PROCEL e o CONPET apresentam incertezas quanto a adicionalidade, pois são programas já em andamento e incluídos no planejamento do governo.

O potencial de iniciativas tecnicamente viável no curto/médio prazo é em torno de **9,3 a 13,9 milhões t CO₂/ano** correspondendo a uma receita de **US\$ 47 a 57,5 milhões/ano**. As melhores oportunidades seriam os projetos de mitigação de metano, conforme comentado anteriormente, com ou sem geração de eletricidade, a exemplo **do biogás (US\$ 10,9 a 11,5 milhões/ano)** e da **casca de arroz (US\$ 12,41 a 13 milhões/ano)**.

Em seguida o potencial para os **sistemas isolados** apresentam boas oportunidades. Apesar de o potencial de redução de emissões de GEE ser menor, em comparação as outras oportunidades (em torno de US\$ 1,7 milhão/ano para reduções de emissões de 0,350 tCO₂/ano), mas, em função da linha de base ser a geração elétrica a partir do óleo diesel, a receita da venda do carbono por unidade atinge **US\$ 4,33/MWh**, valor acima do obtido no sistema interligado (US\$ (1,30 – 2,21/MWh)).



Como o PROINFA 2^o. fase (sistema interligado) ainda está indefinindo, o seu potencial pode ou não acontecer. Caso aconteça se configuraria numa oportunidade interessante cuja receita de carbono contribuiria para aumentar o fluxo financeiro do programa e também, como no PROINFA 1^o. fase, reduzir o preço da tarifa ao consumidor final. É preciso que o governo esteja atento a possibilidade de o País atingir uma parte dos seus objetivos de Desenvolvimento Sustentável, com projetos de fontes renováveis de energia e o PROINFA apresenta excelentes perspectivas de enquadramento ao MDL.

Em relação ao álcool combustível e ao biodiesel, uma vez caracterizada a adicionalidade, (quando o preço do barril do petróleo for acima de US\$ 24, o álcool passa a ser competitivo e assim ficaria difícil comprovar a adicionalidade) apresentam elevado potencial de redução de emissões oferecendo boas oportunidades de enquadramento no Mecanismo de Desenvolvimento Limpo. Nesse sentido o biodiesel apresenta no momento a melhor oportunidade, por ser um programa inicial do governo e que apresenta barreiras financeiras e estruturais a sua implementação.

Quadro Consolidado do Potencial de Oportunidades de Projetos para o Mercado de Carbono

		POTENCIAL	T CO ₂ EVITADO/ANO	US\$/ANO	RECEITA DA VENDA DO CARBONO/UNIDADE
POTENCIAL DE INICIATIVAS EM ANDAMENTO					
GERAÇÃO ELÉTRICA A PARTIR DE FONTES RENOVÁVEIS DE ENERGIA					
PROINFA 1º. fase		3.300 MW (16,3 TWh/ano)	4,2 a 7,2 milhões/ano	21 a 36,2 milhões/ano	US\$ 1,30 a 2,21 / MWh
RESÍDUOS SÓLIDOS - BIOGÁS					
Projeto da NOVA GERAR			0,562 milhões/ano	4,2 milhões/ano	
Projeto da VEGA Bahia			0,851 milhões/ano	2,8 milhões/ano	
Sub-total			5,6 a 8,6 milhões t CO₂/ano	US\$ 28 a 43,2 milhões/ano	
EFICIÊNCIA ENERGÉTICA					
PROCEL		1.082 TWh	52 milhões/ano ⁶⁶	257,7 milhões/ano	US\$ 3,57/MWh economizado
CONPET	Economizar	300 mil m3 diesel/ano	0,800 milhões/ano	4,4 milhões/ano	US\$ 14,67/m3
	Transportar	13,6 mil m3 diesel/ano	0,038 milhões/ano	190 mil/ano	US\$ 13,97/m3
	Etiquetagem	1,5 milhão m3/ano de GLP	1,8 milhões/ano	9 milhões/ano	US\$ 6,00/m3
Sub-total			54,6 milhões t CO₂/ano	US\$ 271,2 milhões/ano	
FLORESTAS					
projetos na Bolsa de Chicago - CCX		-	2 milhões/ano ⁶⁷	2 milhões/ano	-
Projeto Plantar			0,214 milhões/ano ⁶⁸	0,75 milhões/ano	

⁶⁶ Valor médio conforme tabela 35

⁶⁷ O potencial negociado no CCX já chega a 14 milhões t CO₂, no entanto, não foi possível identificar por qual período os créditos foram negociados. Assim foi adotada a hipótese de que estes créditos foram negociados para um período de 7 anos, que é o tempo do primeiro período de compromisso.



Projeto V&M		0,714 milhões/ano ⁶⁹	2,65 milhões/ano	
Sub-total		2,92 milhões t CO₂/ano	US\$ 5,4 milhões/ano	
TOTAL DO POTENCIAL DE INICIATIVAS EM ANDAMENTO		63,12 A 66,12 MILHÕES T CO₂ /ANO	US\$ 304,55 A 319,55 MILHÕES/ANO	

⁶⁸ O potencial negociado no projeto Plantar é 1,5 t CO₂ . Foi adotada a mesma hipótese do CCX, descrita acima.

⁶⁹ Para o projeto V&M (potencial de 5 milhões t CO₂ foi adotada a mesma hipótese do projeto Plantar, descrita acima.

Quadro Consolidado do Potencial de Oportunidades de Projetos para o Mercado de Carbono

		POTENCIAL	T CO ₂ EVITADO/ANO	US\$/ANO	RECEITA DA VENDA DO CARBONO/UNIDADE
POTENCIAL DE INICIATIVAS TECNICAMENTE VIÁVEIS NO CURTO/MÉDIO PRAZO					
GERAÇÃO ELÉTRICA A PARTIR DE FONTES RENOVÁVEIS DE ENERGIA					
PROINFA , considerando somente 2º. fase		61,4 TWh/ano	986 mil a 1,7 milhão/ano	4,9 a 8,5 milhões/ano	US\$ 1,30 a 2,21 / MWh
Bagaço de cana		500 MW até atingir 5.000 MW em 2010 (2,88 TWh/ano)	0,53 a 1,64 milhões/ano	2,65 a 8,2 milhões/ano	US\$ 1,30 a 2,21 / MWh US\$ 0,075 a 0,24/ t cana
Casca de arroz – geração de energia elétrica		120 MW (0,630 TWh/ano)	0,162 a 0,278 milhões/ano	0,810 a 1,39 milhões/ano	US\$ 1,30 a 2,21 / MWh
Casca de arroz – potencial de redução do metano		2,57 milhões toneladas de casca de arroz	2,31 milhões/ano	11,6 milhões/ano	US\$ 4,47/ t casca ou US\$ 0,07/m ³ CH ₄
Sistemas	Expansão do consumo até 2012	0,4 TWh/ano até atingir 3,3 TWh em 2012	0,350 milhões/ano	1,7 milhão/ano	US\$ 4,33 / MWh
Isolados (Diesel)	Troca de metade do combustível da geração atual até 2010	0,24 TWh/ano até atingir 1,5 TWh em 2010	0,211 milhões/ano	1,0 milhão /ano	US\$ 4,33 / MWh
Universalização do acesso		99,6 GWh/ano até atingir 0,398 TWh em 2008	0,0864 milhões/ano	0,432 milhões/ano	US\$ 4,33 / MWh
Sub-total			4,54 a 8,94 milhões t CO₂ /ano	US\$ 23 a 32,75 milhões/ano	
RESÍDUOS SÓLIDOS URBANOS					



Biogás ⁷⁰	Geração de	0,585 TWh/ano até	0,150 a 0,250	0,750 a 1,25	US\$ 1,30 a 2,21 / MWh
	Potencial de redução do metano	120 mil t CH ₄ /ano até atingir 1,2 milhão tCH ₄ em 2015	2,04 milhões/ano	10,2 milhões/ano	US\$ 0,06/m ³ CH ₄
Sub-total			2,19 a 2,30 milhões/ano	10,9 a 11,5 milhões/ano	
EFICIÊNCIA ENERGÉTICA					
CONPET - Ônibus a gás – substituição do óleo diesel por gás natural		240 mil m ³ óleo diesel/ano	0,154 milhões/ano	0,771 milhões/ano	US\$ 3,21/m ³
Sub-total			0,154 milhões t CO₂/ano	US\$ 0,771 milhões/ano	
COMBUSTÍVEIS LÍQUIDOS RENOVÁVEIS					
Álcool ⁷¹		480 milhões litros/ano até atingir 4,8 bilhões de litros em 2013	816 mil/ano	4,0 milhões/ano	US\$ 8,4/m ³
Biodiesel (2%)		800 milhões litros/ano	1,7 milhões/ano	US\$ 8,5 milhões /ano	US\$ 10,63/m ³
Sub-total			2,5 milhões t CO₂ /ano	US\$ 12,5 milhões /ano	
TOTAL DO POTENCIAL DE INICIATIVAS TECNICAMENTE VIÁVEL NO CURTO/MÉDIO PRAZO			9,3 A 13,9 MILHÕES T CO₂/ANO	US\$ 47 – 57,5 MILHÕES/ANO	

⁷⁰ Conforme cenário 3 – ver tabela 24

⁷¹ Este valor não inclui oportunidades de exportação do álcool

Quadro Consolidado do Potencial de Oportunidades de Projetos para o Mercado de Carbono

	POTENCIAL	T CO ₂ EVITADO/ANO	US\$/ANO	RECEITA DA VENDA DO CARBONO/UNIDADE
<u>POTENCIAL TEÓRICO DE PROJETOS DE FLORESTAMENTO/REFLORESTAMENTO – NÃO É CONSIDERADO AS REMOÇÕES LÍQUIDAS DE CO₂</u>				
FLORESTAS				
Projeto Floram – total de 20 milhões de hectares	671.000 ha/ano	19,09 milhões/ano	19,09 a 95,47 milhões/ano	US\$ 5,00 a 239,89/ha dependendo do tipo de espécie e do valor dos certificados no mercado
Potencial teórico – 30 milhões de hectares	1,0 milhões ha/ano	28,6 milhões/ano	28,6 a 143 milhões/ano	
TOTAL DE POTENCIAL DE PROJETOS DE FLORESTAMENTO E REFLORESTAMENTO	1,67 MILHÕES HA/ANO	47,7 MILHÕES T CO₂ /ANO	US\$ 47,7 A 242,5 MILHÕES/ANO	

10. 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 para o setor elétrico 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 e PROBIODIESEL. 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) Baixa institucionalização do mercado que gera insegurança jurídica quanto a titulariedade dos créditos negociados. Atualmente os créditos estão sendo negociados como “pré-pagamento de exportação”. Assim o estabelecimento de regras pela CVM ajudaria a ter maior transparência no mercado.
- 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; dificuldades na obtenção do licenciamento ambiental; necessidade de desenvolvimento de ações de pesquisa visando aperfeiçoar as informações sobre o potencial de metano pela pecuária; dentre outras.

BIBLIOGRAFIA

Estudo Energia:

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”. Banco Mundial;

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;

Biodiesel (2004). Cadernos NAE – Núcleo de Assuntos Estratégicos da Presidência da República. NAE-SECOM/PR, Número 2/2004 ;

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, 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, 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: Vale do Rosário Bagasse Cogeneration - a GHG Emission Reductions Activity in Brazil. www.unfccc.com;

UNFCCC, (2004). Project Design Document: Nova Gerar Landfill Gas to Energy Project. www.unfccc.com;

UNFCCC, (2004). Project Design Document: Salvador da Bahia Landfill Gas Project. www.unfccc.com;

UNFCCC, (2004). Project Design Document: Methane Capture and Combustion from Swinw Manure Treatment for Peralillo. www.unfccc.com;

Tolmasquim, 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 Renováveis de Energia no Brasil”, Tolmasquim, Cenergia, ed. Interciência, Rio de Janeiro;

Coelho et. al., (2003). “ Geração de Energia a partir da Biomassa”. In “Fontes Renováveis de Energia no Brasil”, Tolmasquim, Cenergia, ed. Interciência, Rio de Janeiro;

Economia & Energia, (e&e) (2002). Dados sobre o álcool combustível, www.ecen.com;

Universiabrasil, (2003). “ Biodiesel no Tanque”. www.universiabrasil.net;

Ramos, Luiz (2003) “ Química Nova” . Universiabrasil. 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;

Goldemberg, José; La Rovere, Emilio et. al. “Expanding the Access to Electricity in Brazil”. Prepared for the “Energy Access Working Group”. GNESD – Global Network on Energy for Sustainable Development. CENTROCLIMA/COPPE/UFRJ; CENBIO; IEE/USP. 2003;

Nogueira, L.A.H.; Macedo, I. C. (2004). “Biocombustíveis”. Cadernos NAE, 02/2004. Núcleo de Assuntos Estratégicos da Presidência da República. Brasília;

Plano Decenal de Expansão – PDE, 2003/2012;

Grupo Técnico Operacional da região Norte – GTON (2004). “Plano de Operação para 2004 – Sistemas Isolados. GTON/CTP/2004, Abril/2004;

Yu Man, Chang (2004). “ Sequestro Florestal de carbono no Brasil – Dimensões Políticas, Socioeconomicas e Ecológicas. Tese de Doutorado em meio Ambiente. UFPR, Curitiba, 2004;

La Rovere, Emilio; Americano, Branca (1999). “ Assesment of Global Environmental Impacts of PROCEL – Greenhouse Gas Emission Avoided by PROCEL: 1990 – 2020. PROCEL.

Nobre, Carlos et. al. (2004). “Vulnerabilidade, Impactos e Adaptação à Mudança do Clima”. Estudo 1, CGEE.

Estudo Resíduos Sólidos:

Carvalho, A.R., Mahler, C.F. e Silveira, A.N. da S. (2004), ICTRS, 2004. “A Influência da Idade e da Coleta Seletiva na Evolução do Peso Específico do Aterro Sanitário de Santo André”, IPT/CEMPRE, 2000.

“Feasibility Assessment for gas-to-energy at selected landfills in Sao Paulo, Brazil” - Public Review Draft - SCS Engineers, for EPA - United States Environmental Protection Agency (EPA 68-W6-0004), 1996.

“Handbook for the Preparation of Landfill Gas to Energy Projects in Latin America and the Caribbean” - Draft - Conestoga-Rovers & Associates; World Bank, Outubro de 2003

Mahler, CF, Araujo, F. & Paranhos, R. (2002). “Poluição Aquática e Resíduos Sólidos”. Editor, Núcleo de Produção Editorial Aquarius/Fundação Bio-Rio. 132 pg., Novembro, 2002.

Oliveira, L., Henriques, R., Pereira, A. (2002). “Coleta Seletiva, Reciclagem e Conservação de Energia”. IX CBE, vol. 3, pg. 1461, Rio de Janeiro, Maio, 2002
IBGE (2000) “Pesquisa Nacional de Saneamento Básico”. Disponível em www.ibge.gov.br.

IPCC (1996). Intergovernmental Panel on Climate Change Greenhouse gas inventory reference Manual, revised – chapter 6 – Waste, 1996.

IPT (1998) Instituto de Pesquisas Tecnológicas. “Lixo Municipal – Manual de Gerenciamento Integrado” – São Paulo/1998

Muennich, K., Mahler, C.F. & Maak, D. “Mechanical Biological Pretreatment of Residual Waste in Brazil”, Eight International Conference on Waste Management, Sardinia, 2001, Italy.

Münnich, K., Mahler, C.F. & Fricke, K. „Mechanical and Biological Pre-Treatment in the Waste, Revista Müll und Abfall”, Alemanha, (2003).

Rosa, L.P. et al. “Aproveitamento Energético de Resíduos Sólidos Urbanos e Óleos Vegetais” in: Tolmasquim, M.T. “Fontes Renováveis de Energia no Brasil”. Ed. Interciência. 515p., 2003.

Schueler, A. S. de & Mahler, C.F, 2003. „Composting made with urban solid waste in Brazil”, International Symposium, Sardinia’;

Florestas:

Melo e Faria, 2004. “Três ensaios de crescimento para espécies arbóreas de valor comercial em plantio consorciado a espécie pioneira em Paraguaçu Paulista – SP” . In: Instituto Florestal da Secretaria do Meio Ambiente do Estado de São Paulo, intitulada Pesquisas em Conservação e Recuperação Ambiental no Oeste Paulista: Resultados da Cooperação Brasil/Japão, organizado por Osmar Vilas Bôas e Giselda Durigan, pp. 397-407;

Melo, A.C.G, 2004. “Reflorestamentos de Restauração de Matas Ciliares: Análise Estrutural e Método de Monitoramento no Médio Vale do Paranapanema (SP)”. Dissertação de Mestrado. São Carlos, 2004 e da publicação de 2004 pelo Instituto Florestal da Secretaria do Meio Ambiente do Estado de São Paulo, intitulada Pesquisas em Conservação e Recuperação Ambiental no Oeste Paulista: Resultados da Cooperação Brasil/Japão, organizado por Osmar Vilas Bôas e Giselda Durigan;

Toledo, P.E.N., 1999. “Aspectos econômicos da implantação de áreas de preservação permanente”. Palestra. In: Simpósio sobre Restauração Ecológica de Ecossistemas Naturais, 1., 15-16 junho 1999. Anais. Piracicaba: ESALQ/USP;

Kageyama et al., 2004. “Revegetação de áreas degradadas: modelos de consorciação de alta diversidade”. In: I Simpósio Sul-Americano e II Simpósio Nacional de Recuperação de Áreas Degradadas. Foz do Iguaçu, Anais, Curitiba, pp. 569-576];

Joly, C.A.; Spigolon, J.R.; Lieberg, S., 1995. “Projeto Jacaré Pepira V – O uso de espécies nativas para a recomposição de matas ciliares”. In: XLVI Congresso Nacional de Botânica, Anais, Ribeirão Preto. pp. 320-321;

Fundação Florestal e Fundo Florestar,1993 . “Suporte à Produção. Florestar Estatística”, v.1, n.3:19-32;

Vieira, I.C.G.; Nepstad, D.C.; Brienza Junior, S.; Pereira, C., 1993. “A importância de áreas degradadas no contexto agrícola e ecológico da Amazônia”. Em: Bases Científicas para Estratégias de Preservação e Desenvolvimento da Amazônia. Vol. 2. INPA, Manaus. Pp. 43-53;

Veiga, J., 1991. “Desenvolvimento de sistemas silvopastoris para a Amazônia. Anais da XXVIII Reunião da Sociedade Brasileira de Zootecnia”. João Pessoa, pp. 59-79], talvez devido aos elevados custos de implantação e aos riscos apresentados por incêndios;

Brienza Junior, S.; Kitamura, P.; Dubois, J., 1983. “Considerações biológicas e econômicas sobre um sistema de produção silvo-agrícola rotativo na região do Tapajós”. Boletim de Pesquisa EMBRAPA/CPATU, 50;

Oliveira, L.A.; Moreira, F.W., 1993. “A importância do uso adequado dos solos no Zoneamento Ecológico-Econômico da Amazônia”. Em: Bases Científicas para

Estratégias de Preservação e Desenvolvimento da Amazônia. Vol. 2. INPA, Manaus. Pp. 17-23;

Matallo Júnior, H., 1994. "Diretrizes para a Elaboração do Plano Nacional de Combate à Desertificação". Conferência Nacional da Desertificação, Fortaleza, Ceará, 7-9 março 1994. pp. 56-72;

Agronegócios:

Alves, D.C.O; Evenson, R.E. "Global warming impacts on brazilian agriculture: estimates of the Ricardian Model". In: Conference on environmetrics in Brazil, 1996, São Paulo, SP. *Abstracts...* São Paulo: IME-USP. p. B30-B31. 1996.

Salati, E.; Amaral, W.; Santos, A. A. "Investing in carbon storage: a review of brazilian forest projects". In: Promoting development while limiting greenhouse gas emissions. Ed. By José Goldemberg e Walter Reid. New York, UNDP, 1999. p. 101-114.

Ducharme, B.; Orlik, M. "Melhorando a eficiência da Produção Pecuária para a Proteção Ambiental e o Desenvolvimento Econômico". In: Mudanças Climáticas Globais e a Agropecuária Brasileira, Lima, M.A., Cabral, O.M.R. Miguez, J.D.G. (ed.). Jaguariúna: Embrapa Meio Ambiente. 2001, 347-366.

EMBRAPA. "Inventário de Emissões de Gases de Efeito Estufa provenientes de atividades agrícolas no Brasil: emissões de metano provenientes de arroz irrigado por inundação (relatório revisado)". Jaguariúna. 1998.

EMBRAPA. "Inventário de Emissões de Gases de Efeito Estufa provenientes de atividades agrícolas no Brasil: emissões de gases de efeito estufa provenientes da queima de resíduos agrícolas (relatório revisado)". Jaguariúna. 1999a.

EMBRAPA. "Inventário de Emissões de Gases de Efeito Estufa provenientes de atividades agrícolas no Brasil: emissões de metano provenientes da pecuária (relatório revisado)". Jaguariúna. 1999b.

EMBRAPA. "Inventário de Emissões de Gases de Efeito Estufa provenientes de atividades agrícolas no Brasil: emissões de óxido nitroso provenientes de solos agrícolas (relatório revisado)". Jaguariúna. 1999c.

IPCC. "Climate Change 1994. Radiative Forcing of Climate Change and an evaluation of the IPCC IS92 Emission Scenarios". Cambridge: Cambridge University Press. 1995. 339p.

IPCC. "Climate Change 1995. Impacts, adaptations and mitigation of climate change: Scientific-Technical Analysis". Cambridge: University Press. 1996a. 878 p.

IPCC. Revised 1996 IPCC "Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories: Reference Manual". Chapter 4.

IPCC. IPCC "Third Assessment Report: Climate Change 2001. Climate Change: The Scientific Basis - Contribution of Working Group I to the Third Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC)". 2001. (<http://www.ipcc.ch/pub/tar/wg1/128.htm>)

Mosier, A.R.; Duxbury, J.M.; Freney, J.R.; Heinemeyer, O.; Miname, K.(1996) "Nitrous oxide emissions from agricultural fields: Assessment, measurement and mitigation". *Plant and Soil*, v.181: 95-108, 1996.

Moura Filho, N. G.(1995) "Avaliação da demanda energética no sistema de plantio convencional, comparada ao sistema de plantio direto na cultura de soja" (*Glycine max (L) Merrill*. Brasília. UnB/EAG. 53p. Monografia de Especialização em Planejamento Energético. 1995.

Sangui, A., Alves, D.C., Evenson, R., Mendelsoh, R. 1997. "Global warming impacts on brazilian agriculture: estimates of the ricardian model". *Economia Aplicada*, v. 1, n .1. p. 7-33.

Siqueira, O J.F. de; Farias, J.R.B; Sans, L.M.A. (1994) "Potential effects of global climate change for brazilian agriculture: applied simulation studies for wheat, maize and soybeans". *Revista Brasileira de Agrometeorologia*, Santa Maria, v.2, p. 115-129, 1994.