



**MECANISMO DE DESENVOLVIMENTO LIMPO
DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DE PROJETO SIMPLIFICADO
PARA ATIVIDADES DE PROJETO DE PEQUENA ESCALA (PPE-MDL-DCP)
Versão 02**

SUMÁRIO

- A. Descrição geral da atividade de projeto de pequena escala
- B. Metodologia de linha de base
- C. Duração da atividade do projeto/ Período de obtenção de créditos
- D. Metodologia e plano de monitoramento
- E. Cálculo de emissões de gases de efeito estufa por fontes
- F. Impactos ambientais
- G. Comentários dos atores

Anexos

Anexo 1: Informações sobre os participantes da atividade de projeto

Anexo 2: Informações sobre financiamento público

**SEÇÃO A. Descrição geral da atividade de projeto de pequena escala****A.1 Título da atividade de projeto de pequena escala:**

Projeto de Cogeração com Bagaço Cucaú (PCBC).

Versão 4

Data do documento: 12 de junho de 2006.

A.2. Descrição da atividade de projeto de pequena escala:

Esta atividade de projeto consiste no aumento da eficiência da unidade de cogeração com bagaço (uma fonte renovável de energia, resíduo do processamento de cana-de-açúcar) da **Zihuatanejo do Brasil Açúcar e Alcool S.A.** (Cucaú), uma usina de açúcar e álcool brasileira. Com a implantação deste projeto, a usina passa a vender eletricidade à rede nacional, evitando que usinas térmicas geradoras de energia por combustível fóssil despachem essa quantidade de energia para a rede. Portanto, a iniciativa evita emissões de CO₂ e contribui para o desenvolvimento sustentável regional e nacional.

Investindo para aumentar a eficiência do vapor na produção de açúcar e álcool e aumentar a eficiência da queima do bagaço (caldeiras mais eficientes), Cucaú gera vapor excedente e usa-o exclusivamente para produção de eletricidade (através de turbo geradores).

Os investidores da PCBC estão convencidos que a cogeração com bagaço é uma fonte sustentável de energia que traz não apenas vantagens pela mitigação de aquecimento global, mas também cria uma vantagem competitiva sustentável para a produção agrícola na indústria de cana-de-açúcar no Brasil. Usando os recursos naturais disponíveis de uma forma mais eficiente, a atividade de projeto Cucaú ajuda a aumentar o consumo de energia renovável. Apesar disso, a viabilidade da geração de eletricidade é comum, sendo um negócio secundário de receita para a indústria de açúcar. É merecedor de se destacar que mais de 320 usinas de açúcar no Brasil, a grande maioria, produz energia para uso no próprio local apenas, o que é principalmente devido à baixa eficiência dos equipamentos de cogeração instalados nas usinas de açúcar.

Além disso, a cogeração com bagaço atua como um importante mecanismo para o desenvolvimento econômico do país, já que a indústria de cana-de-açúcar do Brasil gera aproximadamente um milhão de empregos e representa um dos maiores produtos do agronegócio dentro do balanço comercial do país. A indústria pesada brasileira desenvolveu a tecnologia para suprir a indústria de cana-de-açúcar com equipamentos que determinem a expansão na cogeração. Dessa forma, esse desenvolvimento da indústria pesada também ajuda o país a criar empregos e alcançar desenvolvimento sustentável.

Cogeração com bagaço é importante para a estratégia energética do país. Cogeração é uma alternativa que permite postergar a instalação e/ou despacho de eletricidade produzida por unidades de geração com combustível fóssil. A venda das RCEs geradas pelo projeto incentivará a atratividade dos projetos de cogeração com bagaço, ajudando a aumentar a produção de energia e diminuir a dependência de combustível fóssil

Cucaú também acredita que o desenvolvimento sustentável será atingido não apenas com a implantação de unidades de produção de energia renovável, mas também promovendo atividades que correspondam com as responsabilidades social e ambiental da empresa, como descritas abaixo:



Contribuição social

Cucaú apóia diversos programas de contribuição social, como os abaixo descritos:

- Palestras: palestras periódicas direcionadas às grávidas para orientação e conscientização (empregados e moradores da comunidade) sobre a importância do atendimento de grávidas, higiene e saúde;
- Campanhas: Campanhas sobre hábitos de alimentação saudável, higiene, práticas esportivas e prevenção de doenças direcionadas aos empregados e moradores da comunidade;
- Escola e Educação: manutenção da estrutura das construções para operação das escolas da Vila Cocaú;
- Esporte, Lazer e Educação: manutenção da estrutura do clube recreativo com instalações esportivas e eventos direcionados aos empregados e moradores da comunidade;
- Estação da Saúde: manutenção para o bom funcionamento da Estação Saúde para a assistência da comunidade da Vila Cocaú;
- Festividade: contribuição financeira para desenvolver eventos direcionados a crianças e adolescentes dos empregados e moradores da comunidade.

A companhia é socialmente orientada e muito focada nas crianças das áreas ao redor, o que é verificado no selo “Empresa amiga da criança” recebido pela UNICEF, e instituição apoiada Abrinq¹.

Contribuição ambiental

Juntamente com esforços ao redor do mundo para Preservação Ambiental e Desenvolvimento Sustentável, a Usina Cucaú desenvolveu um projeto ambiental chamado “Guardiões da Natureza”, tendo como objetivo geral construir e desenvolver uma consciência ambiental coletiva, envolvendo os gestores, empregados e comunidades ao redor da usina, adaptando os recursos e o conhecimento disponível para implantar uma política de gestão ambiental permanente. Os objetivos específicos são:

- Identificação de problemas ambientais;
- Organização central setorial para resolver problemas identificados;
- Aquisição, implantação e manutenção da ISO 14.001;
- Divulgação de todo material didático adotado pelo centro;
- Criação de um centro de educação ambiental com centro de treinamento para todos os setores da companhia e comunidades ao redor;
- Reflorestamento de áreas degradadas;
- Implantação de atividades que resultem na sustentabilidade social e ambiental.

¹ <http://www.fundabrinq.org.br/>

**A.3. Participantes do projeto:**

| Nome da Parte envolvida (*) ((anfitriã) indica uma Parte anfitriã) | Participantes de projeto entidade(s) privada e/ou pública (*) (conforme aplicável) | Indique gentilmente se a Parte envolvida deseja ser considerada como participante do projeto (Sim/Não) |
|--|--|--|
| Brasil (anfitriã) | Zihuatanejo do Brasil Açúcar e Alcool S.A. (entidade privada brasileira) Econergy Brasil Ltda. (entidade privada brasileira). | Não |

(*) De acordo com as modalidades e procedimentos de MDL, no momento de tornar o DCP-MDL público no estágio da validação, uma Parte envolvida deve ou não ter fornecido sua aprovação. No momento de requisição do registro, a aprovação da(s) Parte(s) envolvida (s) é necessária.

Econergy Brasil Ltda é o contato oficial para a atividade de projeto de MDL.

A.4. Descrição técnica da atividade de projeto de pequena escala:**A.4.1. Local da atividade de projeto de pequena escala:****A.4.1.1. Parte(s) Anfitriã(s):**

Brasil.

A.4.1.2. Região/Estado etc.:

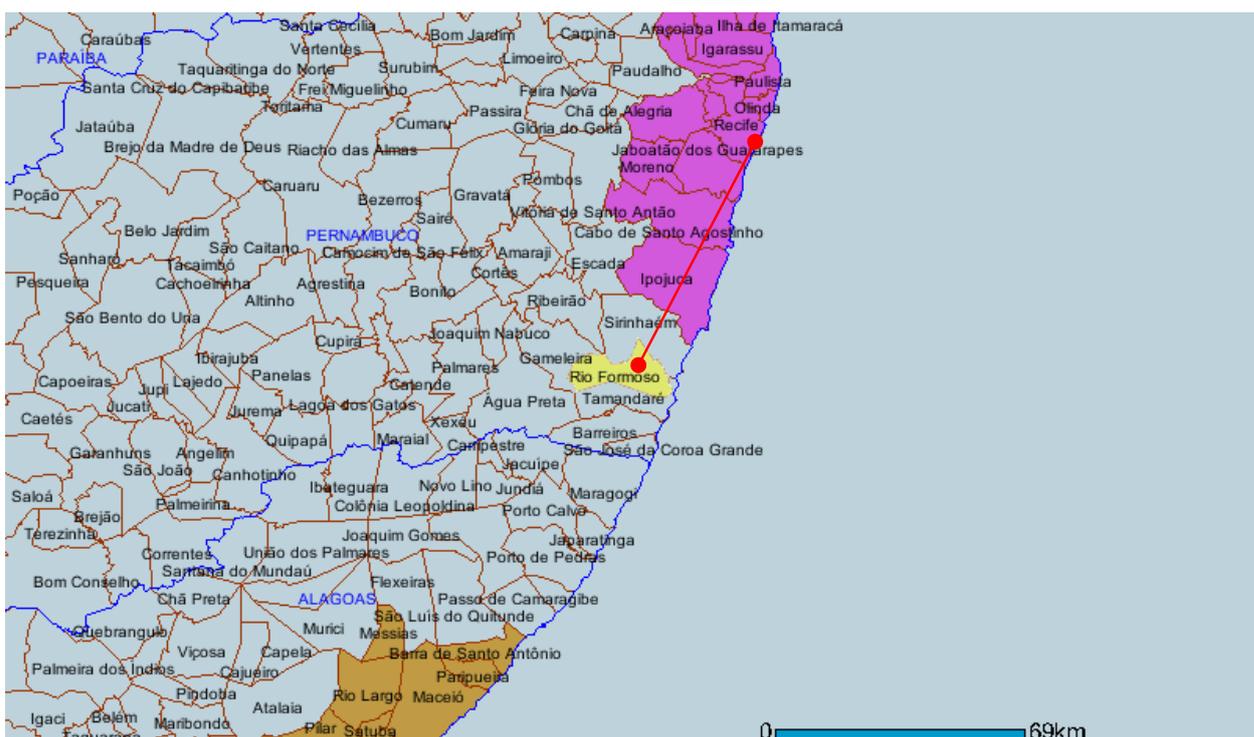
Pernambuco.

A.4.1.3. Cidade/Comunidade etc.:

Rio Formoso.

A.4.1.4. Detalhes sobre a localização física, inclusive informações que permitam a identificação única dessa atividade de projeto de pequena escala:

A Usina Cucaú localiza-se na Av. Siqueira, s/nº - zona rural – Parque Industrial Engenho Cucaú, na cidade Rio Formoso, no sudeste do estado de Pernambuco, cerca de 100 km da capital do estado, Recife, como pode ser visto nas figuras 1 e 2.



Fonte: IBGE – Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística

Figuras 1 e 2: Posição geográfica do estado de Pernambuco e da cidade de Rio Formoso

**A.4.2. Tipo e categoria(s) e tecnologia da atividade de projeto de pequena escala:**

Tipo (i): Projetos de energia renovável.

Categoria D: Geração de energia renovável para rede.

O projeto é uma atividade de projeto de pequena escala e se enquadra na categoria I.D. de acordo com o Apêndice B das Modalidades e procedimentos simplificados para atividades de projeto de MDL de pequena escala. É da categoria de geração de eletricidade renovável para a rede.

A categorização é justificada pelos seguintes parâmetros:

1. Capacidade de geração de energia é menor que 15 MW;
2. Tipo de combustível é a biomassa: bagaço (uma fonte de combustível renovável, resíduo do processamento da cana-de-açúcar).

O projeto de MDL apenas inclui a geração de eletricidade para a rede e exclui a geração de eletricidade e vapor para o próprio consumo na usina.

A tecnologia predominante em todo o mundo, atualmente, para a geração de eletricidade (MW) a partir de biomassa é o ciclo Rankine, que consiste na combustão direta de biomassa em uma caldeira para gerar vapor, o qual se expande numa turbina. A maioria das geradoras de ciclo a vapor está localizada em áreas industriais, onde o vapor residual da turbina é recuperado e usado para atender a demandas locais de calor de processo. Tais sistemas de geração combinada de calor e eletricidade, ou sistemas de cogeração fornecem níveis maiores de energia por unidade de biomassa consumida do que sistemas que produzem eletricidade apenas.

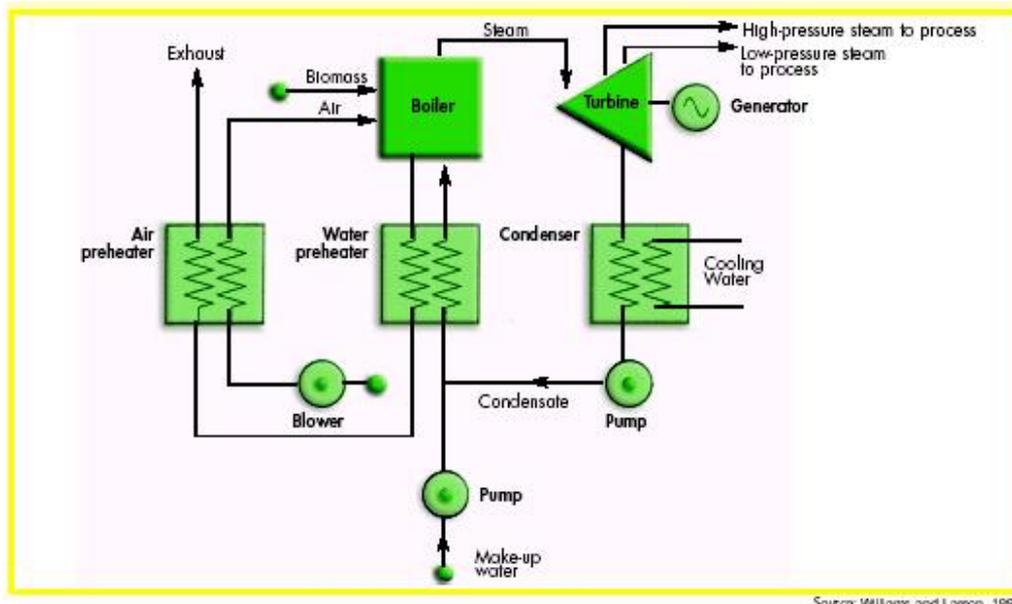
O ciclo de vapor Rankine envolve a evaporação de água pressurizada, com o vapor resultante expandindo para girar um turbo gerador, e então condensado para reciclagem total ou parcial na caldeira. Um trocador de calor é usado em alguns casos para recuperar calor de gases residuais para o pré-aquecimento do ar de combustão, e um desaerador deve ser utilizado para remover da água o oxigênio dissolvido antes que ela entre na caldeira.

Turbinas a vapor são projetadas ou como contrapressão, ou como condensação. Aplicações de cogeração empregam tipicamente turbinas de contrapressão, nas quais o vapor expande até uma pressão substancialmente superior à pressão ambiente. Ele deixa a turbina ainda como vapor e é enviado para satisfazer necessidades de calor no parque industrial, onde é condensado. Retorna, então, total ou parcialmente à caldeira. Alternativamente, se as necessidades de vapor do processo podem ser supridas utilizando-se apenas parte do vapor disponível, uma turbina do tipo extração-condensação pode ser utilizada. Este projeto inclui a capacidade de algum vapor ser extraído em um ou mais pontos no caminho de expansão para atender necessidades do processo (Figura 3). Vapor não-extraído continua a expandir a pressões sub-atmosféricas, incrementando, dessa forma, a quantidade de eletricidade gerada por unidade de vapor, comparada à turbina de contrapressão. O vapor não extraído é convertido em água num condensador que utiliza ar ambiente ou uma fonte de água fria como agente resfriador².

O ciclo de vapor Rankine usa diferentes concepções de caldeiras, dependendo da escala da unidade e das características do combustível utilizado. A pressão e a temperatura iniciais do vapor, juntamente com a pressão a que ele é expandido, determinam a quantidade de eletricidade que pode ser gerada por massa de vapor. Em geral, quanto maior a pressão e temperatura do vapor, mais sofisticado, eficiente e caro o ciclo.

² Williams & Larson, 1993 e Kartha & Larson, 2000, p.101

Além disso, a cogeração com bagaço depende do fornecimento constante de biomassa para as caldeiras da usina. Se houver uma interrupção no suprimento de bagaço, por exemplo, devido à interrupção no fornecimento de cana-de-açúcar à usina, as caldeiras não poderão produzir vapor requerido tanto pelo processo de produção de açúcar quanto pela geração de energia. Devido a esse fato, o plano de expansão do PCBC inclui acompanhado de investimentos no processo de produção de açúcar, de forma a diminuir o consumo de vapor no processo de produção de açúcar e etanol. Essa redução é necessária para se liberar o máximo possível de vapor para a unidade de cogeração. Conseqüentemente, quanto mais eficiente é o sistema usado para o bagaço disponível, mais alto é o investimento por MWh produzido.



Source: Williams and Larson, 1993

Figura 3: Diagrama esquemático de um ciclo de vapor Rankine para cogeração usando uma turbina de extração-condensação

Usando o ciclo de vapor Rankine como a tecnologia básica de seu sistema de cogeração, para iniciar suas atividades e alcançar um aumento no excedente de eletricidade a ser gerada, Cucaú, em 2001, iniciou a implantação dessa atividade de projeto (PCBC). O projeto de expansão é dividido em cinco fases: Fase 1 (2001), Fase 2 (2002), Fase 3 (2003), Fase 4 (2004) e Fase 5 (2007). Esse projeto consiste da instalação de equipamentos adicionais, reforma e atualização de outros já instalados, durante as diferentes fases, como é mostrado abaixo:

- Fase 1 (2001):
 - Instalação de um turbo gerador de contrapressão adicional de 3 MW (NG/Toshiba) ;
 - Desativação de um turbo gerador de contrapressão de 2 MW (KKK).
- Fase 2 (2002):
 - Reforma de uma caldeira de 21 kgf/cm² (Dedini), de uma capacidade de 60 tvh (toneladas de vapor por hora) para 70 tvh.
- Fase 3 (2003):
 - Reforma de outra caldeira de 21 kgf/cm² (Dedini), de uma capacidade de 40 tvh para 60 tvh.



- Fase 4 (2004):
 - Instalação de um turbo gerador de contrapressão adicional de 5,6 MW (TGM/WEG);
 - Desativação de um turbo gerador de contrapressão de 1 MW (Texas/AEG).

- Fase 5 (2007):
 - Instalação de um turbo gerador de condensação adicional de 2,4 MW (GE);
 - Reforma de uma caldeira de 21 kgf/cm² (Dedini), a mesma reformada na Fase 2 (2002), de uma capacidade de 70 tvh para 100 tvh.

A tabela 1 mostra quando e com quais equipamentos o PCBC acontece:



Tabela 1: Upgrade dos equipamentos de cogeração

| ANO | ATIVO / ATIVANDO | | | | | | DEACTIVATING |
|--|--|---|---|--|---|--|---|
| Antes do Plano de Expansão (Até 2000) | Um turbo gerador de contrapressão de 4 MW (Worthington/Toshiba) | Um turbo gerador de contrapressão de 2 MW (KKK) | Um turbo gerador de contrapressão de 1 MW (Texas/AEG) | Um turbo gerador hidráulico de 0.8 MW (Lindner/ASEA) | Um turbo gerador hidráulico de 0.4 MW (KMW/AL Electric) | | |
| | Duas caldeiras de 21 Kg/cm ² (70 tvh) (Noraço/Conservite) | Uma caldeira de 21 Kg/cm ² (60 tvh) (Dedini) | Uma caldeira de 21 Kg/cm ² (40 tvh) (Dedini) | | | | |
| Depois do Plano de Expansão Fase 1 (2001) | Um turbo gerador de contrapressão de 4 MW (Worthington/Toshiba) | Um turbo gerador de contrapressão de 3 MW (NG/Toshiba) | Um turbo gerador de contrapressão de 1 MW (Texas/AEG) | Um turbo gerador hidráulico de 0.8 MW (Lindner/ASEA) | Um turbo gerador hidráulico de 0.4 MW (KMW/AL Electric) | | Um turbo gerador de contrapressão de 2 MW (KKK) |
| | Duas caldeiras de 21 Kg/cm ² (70 tvh) (Noraço/Conservite) | Uma caldeira de 21 Kg/cm ² (60 tvh) (Dedini) | Uma caldeira de 21 Kg/cm ² (40 tvh) (Dedini) | | | | |
| Depois do Plano de Expansão Fase 2 (2002) | Um turbo gerador de contrapressão de 4 MW (Worthington/Toshiba) | Um turbo gerador de contrapressão de 3 MW (NG/Toshiba) | Um turbo gerador de contrapressão de 1 MW (Texas/AEG) | Um turbo gerador hidráulico de 0.8 MW (Lindner/ASEA) | Um turbo gerador hidráulico de 0.4 MW (KMW/AL Electric) | | |
| | Duas caldeiras de 21 Kg/cm ² (70 tvh) (Noraço/Conservite) | Uma caldeira de 21 Kg/cm ² (70 tvh) (Dedini) | Uma caldeira de 21 Kg/cm ² (40 tvh) (Dedini) | | | | |
| Depois do Plano de Expansão Fase 3 (2003) | Um turbo gerador de contrapressão de 4 MW (Worthington/Toshiba) | Um turbo gerador de contrapressão de 3 MW (NG/Toshiba) | Um turbo gerador de contrapressão de 1 MW (Texas/AEG) | Um turbo gerador hidráulico de 0.8 MW (Lindner/ASEA) | Um turbo gerador hidráulico de 0.4 MW (KMW/AL Electric) | | |
| | Duas caldeiras de 21 Kg/cm ² (70 tvh) (Noraço/Conservite) | Uma caldeira de 21 Kg/cm ² (70 tvh) (Dedini) | Uma caldeira de 21 Kg/cm ² (60 tvh) (Dedini) | | | | |
| Depois do Plano de Expansão | Um turbo gerador de contrapressão de 4 MW (Worthington/Toshiba) | Um turbo gerador de contrapressão de 3 MW (NG/Toshiba) | Um turbo gerador de contrapressão de 5,6 MW (TGM/WEG) | Um turbo gerador hidráulico de 0.8 MW (Lindner/ASEA) | Um turbo gerador hidráulico de 0.4 MW (KMW/AL Electric) | | Um turbo gerador de contrapressão de 1 MW (Texas/AEG) |



| | | | | | | | |
|-----------------------------|---|--|---|--|--|---|--|
| Fase 4 (2004) | Duas caldeiras de 21 Kg/cm ² (70 tvh) (Noraço/Conservite) | Uma caldeira de 21 Kg/cm ² (70 tvh) (Dedini) | Uma caldeira de 21 Kg/cm ² (60 tvh) (Dedini) | | | | |
| Depois do Plano de Expansão | Um turbo gerador de contrapressão de 4 MW (Worthington/Toshiba) | Um turbo gerador de contrapressão de 3 MW (NG/Toshiba) | Um turbo gerador de contrapressão de 5.6 MW (TGM/WEG) | Um turbo gerador de condensação de 2,4 MW (GE) | Um turbo gerador hidráulico de 0.8 MW (Lindner/ASEA) | Um turbo gerador hidráulico de 0.4 MW (KMW/AL Electric) | |
| Fase 5 (2007) | Duas caldeiras de 21 Kg/cm ² (70 tvh) (Noraço/Conservite) | Uma caldeira de 21 Kg/cm ² (100 tvh) (Dedini) | Uma caldeira de 21 Kg/cm ² (60 tvh) (Dedini) | | | | |



A.4.3. Explicação sucinta de como as emissões antrópicas de gases de efeito estufa (GEEs) por fontes serão reduzidas pela atividade de projeto de pequena escala proposta, incluindo por que as reduções das emissões não ocorreriam na ausência da atividade de projeto de pequena escala, levando em consideração políticas e circunstâncias nacionais e/ou setoriais:

Entregando energia renovável à rede, a eletricidade que seria de outra forma produzida empregando combustível fóssil é substituída. Essa substituição de eletricidade ocorrerá na margem do sistema, ou seja, este projeto de MDL substituirá eletricidade produzida por fontes marginais (predominantemente por usinas térmicas a combustível fóssil), as quais têm custos mais altos de despacho e são solicitadas somente no período em que fontes que produzem energia na base do sistema não podem suprir a rede (em decorrência das limitações por altos custos marginais de despacho ou limitações de estoque de combustível – no caso de fontes hídricas).

O bagaço é um subproduto fibroso, originário do processamento da cana-de-açúcar, que corresponde a aproximadamente 25% do peso da cana verde e aproximadamente um terço do conteúdo energético da cana. Numa unidade de processamento brasileira típica, queimar bagaço para a geração de calor e eletricidade é uma prática já estabelecida. Estima-se que mais de 700 MW de capacidade para geração de eletricidade a partir do bagaço estão atualmente instalados apenas no estado de São Paulo³. A maioria da energia produzida nessas plantas é consumida pelas próprias usinas. Devido às restrições que limitavam o acesso de produtores independentes de energia ao mercado de eletricidade, não havia incentivo às usinas de cana-de-açúcar operarem de uma forma mais eficiente. Caldeiras de baixa pressão, pouca preocupação com o melhor uso e controle do vapor, esmagamento feito mecanicamente ativado pelo vapor, processo de destilação que necessita de muita energia, são alguns poucos exemplos de métodos ineficientes usados normalmente na indústria sucroalcooleira.

A legislação do setor elétrico brasileiro atualmente reconhece o papel do produtor independente de energia, o que acentuou o interesse em melhorar a eficiência das caldeiras e aumentar a geração de eletricidade nas usinas, permitindo às usinas, assim, produzirem energia para satisfazerem suas próprias necessidades e gerarem também uma quantidade excedente que pode ser vendida para a rede elétrica. A atual necessidade de atender a uma demanda crescente de energia no Brasil abre uma real oportunidade para algumas usinas de cogeração de energia a partir do bagaço. Adicionalmente, a característica única de que a geração de energia a partir da cana-de-açúcar no país ocorra nos meses de seca, quando o nível dos reservatórios das hidrelétricas - a mais importante fonte elétrica do país - está baixo, faz dessas iniciativas um complemento perfeito ao sistema elétrico nacional e torna a cogeração de energia a partir do bagaço atrativa para potenciais compradores de eletricidade.

No entanto, barreiras de natureza financeira, dentre outras, ainda representam um desafio para a implementação da maioria dos projetos dessa natureza. Na maioria dos casos, a cultura dos investidores das usinas de açúcar é muito influenciada pelo mercado de açúcar e álcool. Então, eles precisam de um incentivo extra para investir na produção de eletricidade, visto que este é um produto que não poderá ser estocado para especulação. Os contratos de venda de energia, PPAs (do inglês Power Purchase Agreement) requerem diferentes habilidades de negociação, as quais não são comuns na indústria sucroalcooleira. Por exemplo, quando é assinado um contrato de longa duração de venda de energia, o PPA, uma dada usina de açúcar terá de estar suficientemente confiante de que ela irá produzir biomassa suficiente para fornecer ao seu projeto de cogeração. Embora isto pareça fácil de prever, a volatilidade da produtividade de cana-de-açúcar varia de 75 até 120 toneladas de cana por hectare anualmente, dependendo das chuvas. Então, o rendimento na redução de emissão de gases de efeito estufa e outros benefícios associados à certificação do MDL oferecem um conforto financeiro valioso para as usinas de

³ Secretaria de Energia de São Paulo, 2001.



açúcar como Cucaú, que se deparam especialmente com as circunstâncias do setor elétrico acima mencionadas, para investir na expansão de sua capacidade de geração de eletricidade e operar seus sistemas de cogeração de uma forma mais racional.

A.4.3.1. Quantia estimada de reduções de emissões durante o período de obtenção de créditos escolhido:

| Anos | Estimativa anual das reduções de emissões em toneladas de CO ₂ e |
|--|---|
| 2001 | 628 |
| 2002 | 815 |
| 2003 | 94 |
| 2004 | 1.810 |
| 2005 | 2.663 |
| 2006 | 3.986 |
| 2007 | 4.584 |
| Reduções totais estimadas (toneladas de CO₂e) | 14.580 |
| Número total de anos de créditos | 7 |
| Média anual do período de crédito das reduções estimadas (toneladas de CO₂e) | 2,082 |

Reduções de emissão produzidas até 2005. Dados de 2006 em diante são estimativas.

A.4.4. Financiamento público da atividade de projeto:

Não há financiamento público do Anexo I envolvido nessa atividade de projeto.

A.4.5. Confirmação que a atividade de projeto de pequena escala não é um componente desmembrado de uma atividade de projeto maior:

PCBC compreende apenas instalação/upgrades dos equipamentos na usina Cucaú, e a situação prevalecente antes de tal implantação nunca foi considerada como uma atividade de projeto de MDL, o que confirma que a atividade de projeto de pequena escala não é um componente desmembrado de uma atividade de projeto maior.

SEÇÃO B. Aplicação de uma metodologia de linha de base:

B.1. Título e referência da metodologia de linha de base aprovada aplicada à atividade de projeto de pequena escala:



Título da metodologia de linha de base: “Geração de energia renovável para rede”, Tipo I.D. no apêndice B das modalidades e procedimentos simplificados para atividades de projeto de MDL de pequena escala.

B.2. Categoria do projeto aplicável à atividade de projeto de pequena escala:

Essa categoria é aplicável ao PCBC devido ao fato que o projeto produz energia renovável através da cogeração com bagaço e supri a rede de energia renovável.

O projeto é um projeto de energia renovável que produz eletricidade para um sistema de rede elétrica através da queima de fontes de combustível de biomassa. O tipo de projeto é dessa forma Tipo I categoria D que cobre projetos de energia renovável para geração de eletricidade para um sistema.

As reduções de emissão são obtidas pelo suprimento de eletricidade para o sistema elétrico gerada pelo uso de recursos renováveis na forma de bagaço. A exportação de eletricidade para a rede evitará emissões no sistema elétrico pela redução de emissões de capacidades de geração de energia existentes. Unidades de geração de eletricidade por biomassa são cobertas pela metodologia selecionada.

O projeto é um sistema combinado de vapor e energia onde o vapor será produzido para o próprio consumo e para a geração de eletricidade. A entrega de eletricidade à rede não ultrapassa o valor definido de 15 MWe para projetos de MDL de pequena escala.

B.3. Descrição de como as emissões antropogênicas de gases de efeito estufa por fontes são reduzidas para níveis inferiores aos que teriam ocorrido na ausência da atividade de projeto de MDL de pequena escala registrada:

A atividade de projeto proposta qualifica o PCBC para usar metodologias simplificadas e é adicional pela opção (d) do “Anexo A do Apêndice B” das modalidades e procedimentos simplificados para atividades de projeto de MDL de pequena escala.

- a) Barreira de investimento: uma alternativa financeira mais viável à atividade de projeto levaria à maiores emissões;
- b) Barreira tecnológica: uma alternativa menos tecnologicamente avançada à atividade de projeto envolve menores riscos devido à incerteza do desempenho ou baixa troca do mercado da nova tecnologia adotada para a atividade de projeto o que levaria à maiores emissões;
- c) Barreira devido à prática prevalecente: prática prevalecente ou requerimentos políticos ou regulatórios existentes levariam ao uso de uma tecnologia com maiores emissões;
- d) Outras barreiras: sem a atividade de projeto, por outra razão específica identificada pelo participante do projeto, como barreiras institucionais ou informação limitada, recursos administrativos, capacidade organizacional, recursos financeiros, ou capacidade para absorver novas tecnologias, emissões seriam maiores.

A seguinte explicação fornece razões de que a atividade de projeto não ocorreria de qualquer forma, devido às seguintes barreiras.



Segundo COELHO (1999)⁴, “o programa de cogeração de larga escala no setor sucro-alcooleiro ainda não ocorreu, devido às inúmeras barreiras, principalmente econômica, política e institucional”, como:

A. Barreira de Investimento

“Existem diversas razões para a relutância das concessionárias brasileiras em oferecer preços mais altos para energia de cogeração. Uma razão importante provém da hipótese de que os custos são geograficamente uniformes, isto é, há essencialmente um valor único para o custo evitado no setor industrial. Se este valor do custo não indica que haja economia suficiente quando da compra de energia de cogeração e portanto haja pouca motivação econômica, tanto sob um monopólio público quanto uma estrutura privatizada competitiva, para uma concessionária pagar o suficiente para a cogeração para satisfazer os critérios financeiros de seus investidores em potencial”⁵ como citado por SWISHER (1997). Na realidade, o custo econômico é a razão pela qual as concessionárias brasileiras não compram energia de cogeração, pelo menos enquanto a regulamentação do setor não garantir a eles repassar tais custos para o consumidor final. O custo da eletricidade varia numa faixa entre US\$ 35 a US\$ 105 por MWh, de acordo com o Plano de Expansão 2001-2010 do Governo Brasileiro, que é mais alto do que o custo marginal para a expansão elétrica do sistema - US\$ 33/MWh⁶.

COELHO (1999) também enfatiza como um dos maiores problemas de se vender energia excedente para a rede, sendo o valor econômico pago às usinas de açúcar insuficiente para remunerar o capital investido pelas usinas de açúcar na expansão de um projeto de cogeração. Além disso, “a taxa de acesso à rede não contribui para a viabilidade da venda da energia excedente para os distribuidores”.

Resumindo, SWISHER (1997) considera que as principais dificuldades são encontradas em: (a) **pequeno tamanho de projetos e custos de instalação**: como os custos fixos são altos e usualmente as instalações não são grandes, há uma grande barreira econômica para implantação desses tipos de projetos, já que os retornos serão baixos comparando com os custos fixos, (b) **disponibilidade de financiamentos de longo prazo**: tradicionalmente, projetos de infra-estrutura costumam ter mais acesso a financiamentos de longo prazo, situação que se alterou após a privatização do setor elétrico. (c) **falta de garantias**: além das garantias técnicas, investidores requerem garantias comerciais, estabelecendo um paradoxo: privatizações devem fomentar uma economia baseada em mercado, mas bancos ainda requisitam garantias governamentais para assegurarem investimentos de longo prazo no setor privado, (d) **falta de financiamento local**: falta de familiaridade com ferramentas financeiras de projeto e também devido às altas taxas de juros no Brasil.

B. Barreira tecnológica

As barreiras tecnológicas representam um ponto muito importante para o crescimento da cogeração por bagaço no Brasil. Apesar de o ciclo-Rankine ser uma tecnologia bastante conhecida, as unidades de cogeração operam com baixa eficiência e não são competitivas se comparadas a outras opções de geração. Por causa disso, há um aspecto delicado sobre a tecnologia e o valor econômico para tal tecnologia.

⁴ COELHO, Suani T. *Mecanismos para implementação da cogeração de eletricidade a partir de biomassa*: um modelo para o Estado de São Paulo. São Paulo: Programa interunidades de pós-graduação em energia, 1999.

⁵ Joel Swisher *personal communication with Rolls Royce Power Ventures project manager*. Mark Croke, August 26, 1997. Swisher J. 1997 pg. 76.

⁶ “Como se pode observar, os custos unitários das fontes alternativas de energia ainda são altos comparados ao custo marginal de expansão do sistema, hoje calculado em US\$33/MWh”. IN: Ministério de Minas e Energia, Brasil 2001, pág. 80.



Apesar desta tecnologia ser bem desenvolvida, o valor econômico para sua aplicação não serve para projetos de escala similares a outras usinas de açúcar no Brasil. COELHO (1999) justifica enfatizando que os custos unitários (\$ / MW instalado) são significativamente influenciados pelo efeito de escala. Como a unidade de cogeração por bagaço deveria ter uma escala pequena devido ao alto custo de transporte do combustível (bagaço), os investimentos são altos. Portanto, como a diminuição dos custos é almejada, o resultado final é uma instalação simplificada e uma eficiência mais baixa.

COELHO (1999) também declara que a grande maioria das usinas de açúcar ainda se apóia em tecnologia ineficiente, como as caldeiras de 22 bar, mesmo no Estado de São Paulo, o mais industrializado do Brasil. Além do mais, quando existe a necessidade da troca de equipamentos, é comum não considerar a compra de caldeiras de alta eficiência devido ao conservadorismo, falta de conhecimento ou até falta de interesse em gerar vapor adicional para venda de eletricidade.

Finalmente, SWISHER (1997)⁷, considera difícil convencer o distribuidor local que a energia a ser adquirida, geralmente gerada durante a época de colheita, é suficientemente confiável para ser contabilizada no planejamento do distribuidor.

C. Barreira devido à prática prevaiente

Devido à natureza do negócio da indústria açucareira, a abordagem de marketing é restrita na transação de tipo commodity. Por isso, a transação de eletricidade baseada em contratos de longo prazo (PPA) representa uma significativa vantagem no modelo de negócios. Nesse caso, a transação de eletricidade deve representar uma oportunidade de investimento seguro, tanto pela perspectiva econômica quanto social-ambiental, para convencer as usinas de açúcar a investirem nisso.

Existem também questões referentes à capacidade administrativa das companhias que compõem a indústria açucareira brasileira. Em muitos casos, elas demonstraram vontade de assumir investimentos em novas tecnologias, mas sem financiamento e capacidade empreendedora suficientes para completar tais projetos, segundo WALTER (1994)⁸.

D. Outras barreiras:

Do ponto de vista do setor elétrico, segundo COELHO (1999), adquirir eletricidade que não hidroelétrica não seria uma prioridade, pois sendo a eletricidade a partir do bagaço ser gerada apenas na época da colheita, não poderia ser oferecida energia de forma confiável. Sugestões de especialistas do setor elétrico enfatizam a dificuldade, apontando a necessidade de desenvolver uma nova fonte complementar de energia para o período do ano que a planta de cogeração não possa operar, como uma pequena central hidrelétrica. Esse, porém é um aspecto muito complicado, considerando que a planta com um output de eletricidade similar seria necessária. E mais ainda, a economia da planta de cogeração e da pequena central hidrelétrica é totalmente diferente, de forma que a estrutura de precificação da energia deveria ser diferente, adicionando outra barreira para a negociação com o distribuidor de eletricidade. A cogeração de gás natural também foi estudada como uma fonte complementar, apesar disso ser indesejável em termos de emissões de gases de efeito estufa.

⁷ SWISHER, J. *Using area-specific cost analysis to identify low incremental-cost renewable energy options: a case study of co-generation using bagasse in the State of São Paulo*. Washington DC: Prepared for Global Environment Facility (GEF) Secretariat, 1997.

⁸ Walter, A.C.S. *Viabilidade e Perspectivas da Co-geração e Geração Termelétrica no Setor Sucro-alcooleiro*. Tese de Doutorado. UNICAMP, Campinas, 1994.



Entretanto, a grande vantagem da eletricidade a partir do bagaço é que ela é produzida durante o período no qual as usinas hidrelétricas enfrentam dificuldades, devido ao baixo nível de chuvas. Como resultado, COELHO (1999) sugere que exista um significativo prejuízo e tradicionalismo dos distribuidores quando decidem em comprar ou não energia proveniente de bagaço.

Do ponto de vista da usina de açúcar, salvo raras exceções, COELHO (1999) diz que a grande maioria das usinas não cogita investir em cogeração (para venda de eletricidade) como prioridade. O setor, “mesmo no atual contexto político, parece não ter motivação para investir em um processo que ele vê com desconfiança e cuja produção não tem garantia de um mercado seguro no futuro”. Ademais, é fato que “as usinas de açúcar são essencialmente dirigidas por famílias, o que dificulta a associação com agentes financeiros externos”, o que permitiria ao setor ser mais competitivo e diversificar seus investimentos.

Do ponto de vista dos agentes econômicos, o excessivo grau de garantias requerido para financiar os projetos é uma barreira comum para se obter uma viabilidade financeira, profundamente discutida em SWISHER (1997).

Outras barreiras são mais relacionadas à falta de acordos contratuais comerciais adequados dos compradores de energia (ex.: contratos de longo prazo negociáveis e mecanismos de garantia de pagamento para tanto o setor público local quanto para compradores privados que não tenham crédito) e que tornam mais difícil de se obter financiamentos de longo prazo de um banco e/ou um banco de desenvolvimento. Algumas outras barreiras financeiras ocorrem simplesmente devido aos custos proibitivos de transação, que incluem a burocracia de se obter a licença ambiental.

O governo brasileiro aprovou recentemente a lei 10.762, de 11 de Novembro de 2003, que é uma revisão da lei 10.438, de 26 de Abril de 2002. A última criou um programa de incentivo para energias renováveis chamado PROINFA. De acordo com 10.438/02, o governo brasileiro compraria, sob condições favoráveis, eletricidade de três fontes principais de energia: biomassa, eólica e pequenas centrais hidrelétricas. A capacidade total a ser contratada era de 3.300 MW, dividida igualmente entre as três fontes.

Para a análise deste projeto de MDL, na época do início do projeto, não havia incentivo institucional como o PROINFA para ser considerado, pois PROINFA entrou em vigor apenas em 2004. Portanto, a decisão da companhia de assinar um PPA de longo prazo com o distribuidor local representou, sem dúvida, um risco significativo que a usina estava disposta a assumir, parcialmente devido ao retorno esperado do MDL.

A alternativa para esta atividade de projeto seria manter a situação corrente e focar estritamente na atividade principal, que é a produção de açúcar e álcool. Assim, como as barreiras mencionadas acima estão diretamente relacionadas ao ingresso em um novo negócio (venda de energia), não há impedimento para as usinas de açúcar manterem (ou mesmo investirem) na sua atividade principal.

**B.4. Descrição de como a definição do limite do projeto relacionado à metodologia da linha de base selecionada é aplicada à atividade de projeto de pequena escala:**

A definição da fronteira do projeto relatada na metodologia de linha de base é aplicada para esta atividade de projeto, da seguinte forma:

Linha de base da energia da rede elétrica: para o PCBC, o subsistema Norte-Nordeste da rede elétrica brasileira é considerado como uma fronteira, pois é o sistema com o qual Cucaú está conectado, e o qual recebe toda a eletricidade produzida a partir do bagaço.

Usina de cogeração com bagaço: a usina de cogeração com bagaço, considerada como fronteira, compreende todo terreno onde os equipamentos de cogeração são instalados.

B.5. Detalhes da linha de base e seu desenvolvimento:

A metodologia da linha de base seguiu o especificado na Categoria de Projeto I.D.

A linha de base é o MWh produzido pela unidade de geração renovável multiplicado por um coeficiente de emissão (medido em kg CO₂equ/kWh ou em tCO₂equ/MWh) calculado de forma transparente e conservativa como:

(a) A média da “margem de operação aproximada” e a “margem de construção”, onde:

(i) A “margem de operação aproximada” é a média ponderada das emissões (em kg CO₂equ/kWh) de todas as fontes de geração servindo o sistema, excluindo geração hidráulica, geotérmica, eólica, biomassa de baixo custo, nuclear e solar;

(ii) A “margem de construção” é a média ponderada das emissões (em kg CO₂equ/kWh) de adições recentes de capacidade ao sistema, sendo que as adições de capacidade são definidas como a maior (em MWh) das 20% mais recentes plantas existentes ou as 5 plantas mais recentes.”

OU,

(b) a média ponderada das emissões (em kg CO₂equ/kWh) da mistura de geração atual.

O método que será escolhido para calcular a Margem de Operação (MO) para o fator de emissão de linha de base da eletricidade é a opção (a) *A média da “margem de operação aproximada” e a “margem de construção”*.

O sistema elétrico brasileiro tem sido historicamente dividido em dois subsistemas: Norte/Nordeste (N/NE) e Sul/Sudeste/Centro-Oeste (S/SE/CO). Isto ocorre principalmente devido à evolução histórica e física do sistema, o qual se desenvolveu naturalmente ao redor dos grandes centros consumidores do país.

A evolução natural de ambos os sistemas está crescentemente mostrando que a integração ocorrerá no futuro. Em 1998, o governo Brasileiro anunciou o primeiro movimento com a linha de interconexão entre S/SE/CO e N/NE. Com investimentos em torno de US\$700 milhões, a conexão teve como propósito principal, na visão do governo, ao menos, ajudar a resolver desequilíbrios energéticos no país: a região S/SE/CO poderia suprir a N/NE caso fosse necessário e vice-versa.



Todavia, mesmo após o estabelecimento da interconexão, a papelada técnica ainda divide o sistema Brasileiro em dois (Bosi, 2000)⁹:

“... onde o Sistema Elétrico Brasileiro se divide em três subsistemas separados”:

- (i) O Sistema Interconectado Sul/Sudeste/Centro-Oeste;
- (ii) O Sistema Interconectado Norte/Nordeste, e
- (iii) Os Sistemas Isolados (que representam 300 localizações eletricamente isoladas dos sistemas interconectados).”

Além disso, Bosi (2000) apresenta uma forte argumentação a favor da assim chamada *linha de base de multi-projeto*:

“Para grandes países com diferentes circunstâncias no interior de suas fronteiras e diferentes redes energéticas baseadas nos três diferentes sistemas, multi-projetos de linha de base no setor de eletricidade talvez tenham a necessidade de se desagregar abaixo do nível do país para que possa prover representação acreditável do que poderia ter ocorrido de outra forma”.

Finalmente, deve-se levar em consideração que mesmo que os sistemas estejam interconectados atualmente, a transmissão de energia entre o N/NE e o S/SE/CO é severamente limitada pela capacidade das linhas de transmissão. Então, somente uma fração do total de energia gerada em ambos os subsistemas é enviada de alguma maneira. É natural que essa fração possa mudar de direção e magnitude (acima da capacidade da linha de transmissão) dependendo do padrão hidrológico, clima e outros fatores incontrolláveis. Mas não é necessário que isso represente uma quantidade significativa da demanda de cada subsistema. Também deve ser considerado que apenas no final de 2004 a interconexão entre SE e NE foi concluída, isto é, se os proponentes do projeto estiverem coerentes com a base de dados de geração disponível no momento da submissão para validação do DCP, uma situação onde a transmissão de eletricidade entre os subsistemas estava restrita deverá ser considerada.

O sistema elétrico brasileiro compreende atualmente ao redor de 91,3 GW de capacidade instalada, no total de 1.420 iniciativas de geração de eletricidade. Destas, aproximadamente 70% são plantas hidroelétricas, perto de 10% são plantas de energia a partir da queima de gás natural, 5,3% são plantas de diesel e óleo combustível, 3,1% de são fontes de biomassa (cana-de-açúcar, madeira, casca de arroz, biogás e licor negro), 2% são usinas nucleares, 1,4% são plantas de carvão, e também há 8,1 GW de capacidade instalada nos países vizinhos (Argentina, Venezuela, Uruguai e Paraguai) que deverão despachar energia à rede brasileira (<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/OperacaoCapacidadeBrasil.asp>). Essa última capacidade é na realidade compreendida principalmente por 6,3GW da parte do Paraguai na Itaipu Binacional, uma usina hidrelétrica que opera tanto no Brasil quanto no Paraguai, mas cuja produção é enviada quase que totalmente para a rede brasileira.

A metodologia aprovada ACM0002 pede aos proponentes do projeto a se responsabilizar por “todas fontes geradoras servindo o sistema”. Deste modo, ao aplicar uma destas metodologias, os proponentes de projeto no Brasil devem procurar e pesquisar todas as plantas energéticas que servem o sistema brasileiro.

Na realidade, informações do tipo das fontes de geração não são publicamente disponíveis no Brasil. O centro de despacho nacional, ONS – Operador Nacional do Sistema – argumenta que tais informações de despacho são estratégicas para os agentes de energia e por isso não podem se tornar disponíveis. Por outro lado, a ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica, fornece informações de capacidade energética e

⁹ Bosi, M. *An Initial View on Methodologies for Emission Baselines: Electricity Generation Case Study*. Agência Internacional de Energia. Paris, 2000.



outros interesses legais do setor de eletricidade, mas nenhuma informação de despacho pode ser adquirida por esta entidade.

A respeito disto, os proponentes de projetos procuraram por uma solução plausível para tornar possível o cálculo do fator de emissão do Brasil com a melhor acurácia possível. Visto que dados de despacho real são necessários, a ONS foi contatada para que os participantes pudessem saber até que grau de detalhe as informações poderiam ser fornecidas. Depois de muitos meses de diálogo, a informação de despacho diário das plantas foi disponibilizada para os anos de 2002, 2003 e 2004.

Os proponentes de projeto, ao discutir a praticabilidade da utilização dos dados, concluíram que era a mais apropriada informação a ser considerada para determinar o fator de emissão da rede brasileira. De acordo com a ANEEL, de fato, a ONS centralizou as plantas de despacho estimadas em 75.547 MW de capacidade instalada em 31/12/2004, dentre o total de 98.848,5 MW instalados no Brasil na mesma data ([http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Resumo_Gráficos_mai_2005.pdf](http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Resumo_Gr%C3%A1ficos_mai_2005.pdf)), incluindo a capacidade disponível nos países vizinhos para exportar ao Brasil e plantas de emergência, que são despachadas somente nos períodos de limitações elétricas do sistema. Tal capacidade é na realidade constituída de plantas com capacidade instalada de 30 MW ou mais, conectadas ao sistema por linhas de energia de 138kV ou linhas de alta voltagem. Então, mesmo que o cálculo do fator de emissão não considere todas as fontes de geração que servem ao sistema, aproximadamente 76,4% da capacidade instalada que serve ao Brasil está sendo levada em consideração, o que é suficiente em vista das dificuldades de obtenção de informações de despacho no Brasil. Além disso, os 23,6% restantes são plantas que não tem despacho coordenado pela ONS, visto que: mesmo que elas operem com base nos acordos de compra os quais não estão sob controle das autoridades de despacho, ou estão localizadas em sistemas não interconectados aos quais a ONS tem acesso. Deste modo, esta parte não é passível de afetar os projetos de MDL, e esta é outra razão para que não seja levada em consideração na determinação do fator de emissão.

Então, considerando todos os argumentos explanados, os desenvolvedores do projeto decidiram pela base de dados que considera apenas os dados da ONS, e desta forma foi possível dirigir-se oportunamente ao caso da determinação do fator de emissão e fazê-lo da maneira mais conservadora.

As eficiências das plantas de combustíveis fósseis foram levadas em consideração pelos documentos da AIE. Isto foi feito considerando a ausência de informações de tais eficiências por agências públicas, fontes confiáveis e de credibilidade.

Da referência mencionada:

“A eficiência de conversão de combustíveis fósseis (%) para plantas de energia térmica foi calculada com base na capacidade instalada de cada planta e da energia produzida de fato. Para a maioria das plantas de energia por combustível fóssil em construção, um valor constante de 30% foi usado como estimativa para a eficiência de conversão de seus combustíveis fósseis. Essa hipótese foi baseada nos dados disponíveis em literatura e baseados nas observações da atual situação destes tipos de plantas atualmente em operação no Brasil. Para as únicas duas plantas de gás natural em ciclo combinado (totalizando 648 MW) assumiu-se taxa de eficiência maior, isto é, 45%..”

Então os únicos dados para plantas em construção em 2002 (com início de operação em 2002, 2003 e 2004) foram estimados. Todas as outras eficiências foram calculadas. Para o nosso melhor conhecimento, não houve aperfeiçoamento/modernização das antigas plantas de energia por combustíveis fósseis no período analisado (2002 a 2004). Por esta razão, os participantes do projeto encontraram na aplicação de tais números não só a mais razoável, mas a melhor opção.



A geração de baixo custo e despacho obrigatório foi determinada como o total de geração menos a geração de plantas térmicas de combustível fóssil, esse determinado através dos dados de despacho diário fornecidos pela ONS. Toda essa informação foi fornecida aos validadores, e extensamente discutida com eles, a fim de tornar todos os pontos claros.

Nas páginas seguintes, um resumo das análises é fornecido. Primeiro, a tabela com as 19 plantas despachadas pela ONS é fornecida. Depois, uma tabela com as conclusões resumidas das análises, com o cálculo do fator de emissão mostrado.

Plantas de Despacho da ONS

| N | Subsistema* | Fonte de combustível** | Planta geradora | Início de operação [2, 4, 5] | Capacidade instalada (MW) [1] | Eficiência de conversão de combustível fóssil (%) [2] | Fator de emissão de carbono (tC/TJ) [3] | Fração de carbono oxidada [3] | Fator de emissão (tCO ₂ /MWh) |
|---------------------|-------------|------------------------|-----------------------------|------------------------------|-------------------------------|---|---|-------------------------------|--|
| 1 | N-NE | H | P. do Cavalo | 2004 | 160 | 1,00 | 0,00 | 0,0 | 0,0 |
| 2 | N-NE | G | Termopernambuco | 2004 | 533 | 0,32 | 15,30 | 0,995 | 0,67 |
| 3 | N-NE | H | Itapebi | 2003 | 450 | 1,00 | 0,00 | 0,0 | 0,0 |
| 4 | N-NE | G | UT Fortaleza | 2003 | 346,63 | 0,32 | 15,30 | 0,995 | 0,67 |
| 5 | N-NE | G | C. Jereissati (Termo Ceará) | 2002 | 220 | 0,32 | 15,30 | 0,995 | 0,67 |
| 6 | N-NE | G | Fafen (Camaçari) | 2002 | 151,2 | 0,32 | 15,30 | 0,995 | 0,67 |
| 7 | N-NE | G | Termobahia | 2002 | 185,891 | 0,32 | 15,30 | 0,995 | 0,67 |
| 8 | N-NE | H | Prod. Adicional NE | 2001 | - | 1,00 | 0,00 | 0,0 | 0,0 |
| 9 | N-NE | H | Lajeado | 2000 | 902,5 | 1,00 | 0,00 | 0,0 | 0,0 |
| 10 | N-NE | H | Curuá-Uma | 1998 | 30,3 | 1,00 | 0,00 | 0,0 | 0,0 |
| 11 | N-NE | H | Xingó | 1994 | 3162 | 1,00 | 0,00 | 0,0 | 0,0 |
| 12 | N-NE | H | Luiz Gonzaga | 1988 | 1479,6 | 1,00 | 0,00 | 0,0 | 0,0 |
| 13 | N-NE | H | Tucuruí | 1984 | 7960 | 1,00 | 0,00 | 0,0 | 0,0 |
| 14 | N-NE | H | P.Afonso 4 | 1979 | 2462,4 | 1,00 | 0,00 | 0,0 | 0,0 |
| 15 | N-NE | H | Sobradinho | 1979 | 1050,3 | 1,00 | 0,00 | 0,0 | 0,0 |
| 16 | N-NE | H | PCH Chesf | 1978 | 57,5 | 1,00 | 0,00 | 0,0 | 0,0 |
| 17 | N-NE | D | Camaçari | 1977 | 350 | 0,33 | 20,20 | 0,99 | 0,88 |
| 18 | N-NE | H | P.Afonso 3 | 1971 | 794,2 | 1,00 | 0,00 | 0,0 | 0,0 |
| 19 | N-NE | H | Boa Esperança | 1970 | 237,3 | 1,00 | 0,00 | 0,0 | 0,0 |
| 20 | N-NE | H | P.Afonso 2 | 1961 | 443 | 1,00 | 0,00 | 0,0 | 0,0 |
| 21 | N-NE | H | Paulo Afonso 1 | 1955 | 180 | 1,00 | 0,00 | 0,0 | 0,0 |
| Total (MW) = | | | | | 21.155,82 | | | | |

(*) Subsistema: N - norte, NE - Nordeste.

(**) Fonte de combustível (C, carvão; D, óleo diesel; G, gás natural; H, hidro; N, nuclear; O, óleo combustível).

[1] Agência Nacional de Energia Elétrica. *Banco de Informações da Geração* (<http://www.aneel.gov.br/>, data collected in november 2004).

[2] Bosi, M., A. Laurence, P. Maldonado, R. Schaeffer, A. F. Simoes, H. Winkler and J.-M. Lukamba. *Road testing baselines for greenhouse gas mitigation projects in the electric power sector*. OECD and IEA information paper, October 2002.

[3] Intergovernmental Panel on Climate Change. *Revised 1996 Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories*.

[4] Operador Nacional do Sistema Elétrico. Centro Nacional de Operação do Sistema. *Acompanhamento Diário da Operação do SIN* (daily reports from Jan. 1, 2001 to Dec. 31,

[5] Agência Nacional de Energia Elétrica. Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Geração. *Resumo Geral dos Novos Empreendimentos de Geração* (<http://www.aneel.gov.br/>, data collected in november 2004).

Tabela Resumo

| Fatores de Emissão para o sistema interligado brasileiro Norte-Nordeste para Projetos de Pequena Escala | | |
|---|---|---------------------------------|
| Linha de Base de Peq. Escala (sem importação) | OM (tCO ₂ /MWh) | Geração Total (MWh) |
| 2002 | 0.7869 | 68,779,390 |
| 2003 | 0.7549 | 68,630,265 |
| 2004 | 0.5979 | 77,553,416 |
| | Média OM (2002-2004, tCO ₂ /MWh) | Total = 214,963,071 |
| | 0.7133 | BM 2004 (tCO ₂ /MWh) |
| | OM*0.5+BM*0.5 (tCO ₂ /MWh) | 0.0568 |
| | 0.3850 | |



A tabela a seguir mostra dados e informações importantes para determinar o cenário da linha de base.

| Número ID | Tipo de dado | Valor | Unidade | Fonte dos dados |
|-----------------------|--|---|------------------------|---|
| 1. EG _y | Eletricidade fornecida à rede pelo Projeto. | Obtido durante toda vida útil do projeto. | MWh | Cucaú |
| 2. EF _y | Fator de emissão de CO ₂ da rede. | 0,3850 | tCO ₂ e/MWh | Calculado |
| 3. EF _{OM,y} | Fator de emissão de CO ₂ da Margem de Operação da rede. | 0,7133 | tCO ₂ e/MWh | Esse valor foi calculado usando os dados do ONS (Operador Nacional do Sistema), o gerenciador do sistema elétrico brasileiro. |
| 4. EF _{BM,y} | Fator de emissão de CO ₂ da Margem em Construção da rede. | 0,0568 | tCO ₂ e/MWh | Esse valor foi calculado usando os dados do ONS (Operador Nacional do Sistema), o gerenciador do sistema elétrico brasileiro. |

1. Data de finalização do texto final desta seção da linha de base: 12/06/2006
2. Nome da pessoa/entidade que determina a linha de base:
ECONERGY BRASIL (Contato no Anexo I para informações), que é um participante do projeto, é responsável pelos serviços técnicos relacionados a reduções da emissão de GEE e é, portanto, em parceria com a Cucaú, elaborador deste documento e de todo o seu conteúdo.

SEÇÃO C. Duração da atividade de projeto/ Período de crédito:

C.1 Duração da atividade de projeto de pequena escala:

C.1.1. Data de início da atividade de projeto de pequena escala:

05/09/2001.

C.1.2. Estimativa da vida útil operacional da atividade de projeto de pequena escala:

25 anos-0 meses.¹⁰

C.2 Escolha do período de obtenção de créditos e informações relacionadas:

C.2.1. Período renovável de obtenção de créditos:

C.2.1.1. Data de início do primeiro período de obtenção de créditos:

05/09/2001.

¹⁰ Especialistas da ANEEL sugerem a utilização de 25 anos para a vida operacional de turbinas a vapor, combustão, ciclo combinado e plantas nucleares, de acordo com Bosi, 2000, pg. 29.

**C.2.1.2. Duração do primeiro período de obtenção de créditos:**

7 anos-0 meses.

C.2.2. Período fixo de obtenção de créditos:**C.2.2.1. Data de início:**

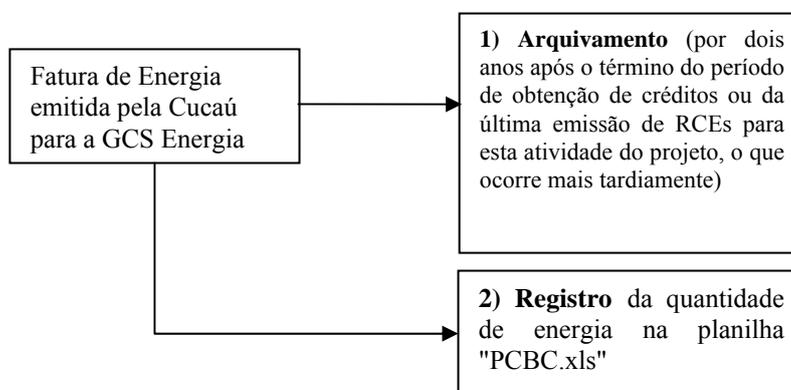
Deixado em branco intencionalmente.

C.2.2.2. Duração:

Deixado em branco intencionalmente.

SEÇÃO D. Aplicação de uma metodologia e de um plano de monitoramento

O monitoramento ocorrerá como segue:

**Figura 4: Procedimentos de monitoramento para Cucaú**

A quantidade de energia despachada para a rede será monitorada através da fatura de energia emitida pela Cucaú para GCS Energia, o distribuidor de energia. O arquivamento será mantido por dois anos após o término do período de obtenção de créditos ou da última emissão de RCEs para esta atividade de projeto, o que ocorrer mais tardiamente. A quantidade de energia será registrada na planilha “PCBC.xls”, que deve ser instrumento de verificação futura.

A calibração dos instrumentos de medição de energia é feita pela CELP – Companhia Energética de Pernambuco, que é a concessionária local. Os procedimentos de calibração devem ser feitos anualmente.

Como informado pelo CEE – Câmara Comercializadora de Energia Elétrica, a calibração dos instrumentos de medição ocorre anualmente, antes do início da colheita, provavelmente em agosto de cada ano.

D.1. Nome e referência da metodologia de monitoramento aprovada aplicada à atividade de projeto de pequena escala:

Metodologia de monitoramento aprovada “Geração de energia renovável para rede”, Tipo I.D. no apêndice B das modalidades e procedimentos simplificados para atividades de projeto de MDL de pequena escala.



D.2. Justificativa da escolha da metodologia e por que ela é aplicável à atividade de projeto de pequena escala:

De acordo com a metodologia, monitoramento consiste de medição de eletricidade gerada pela tecnologia renovável. No caso das plantas que utilizam dois combustíveis, a quantidade de biomassa e combustível fóssil deve ser monitorada.

E é exatamente o caso do PCBC: o projeto utiliza um subproduto do processo da moenda da cana-de-açúcar (bagaço) para produzir e comercializar eletricidade renovável conectada a uma rede regional brasileira. A metodologia é, dessa forma, totalmente aplicável ao PCBC.



**FORMULÁRIO DO DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DE PROJETO
(MDL-DCP) - Versão 02**



D.3 Dados a serem monitorados:

| Número de identificação | Tipo de dados | Variável | Unidade dos dados | Medidos (m), calculados (c) ou estimados (e) | Frequência de registro | Proporção dos dados a serem monitorados | Como os dados serão arquivados? (eletrônico/ papel) | Por quanto tempo os dados arquivados serão mantidos? | Comentários |
|-------------------------|--|--------------------|------------------------|--|--|---|--|--|---|
| 1. | Eletricidade fornecida à rede pelo Projeto. | EG _y | MWh | m | mensal | 100% | Checagem dupla através dos recibos de venda. Será arquivado de acordo com procedimentos internos, até dois anos após o fim do período de obtenção de créditos. | 2 anos | Dupla checagem com notas fiscais de venda. |
| 2. | Fator de emissão de CO ₂ da rede. | EF _y | tCO ₂ e/MWh | c | Na validação e anualmente depois do registro | 0% | Será arquivado de acordo com procedimentos internos, até dois anos após o fim do período de obtenção de créditos. | | Os valores serão recalculados no momento de cada renovação da linha de base |
| 3. | Fator de emissão de CO ₂ da Margem de Operação da rede. | EF _{OM,y} | tCO ₂ e/MWh | c | Na validação e anualmente depois do registro | 0% | Será arquivado de acordo com procedimentos internos, até dois anos após o fim do período de obtenção de créditos. | | Os valores serão recalculados no momento de cada renovação da linha de base |
| 4. | Fator de emissão de CO ₂ da Margem em | EF _{BM,y} | tCO ₂ e/MWh | c | Na validação e anualmente depois do | 0% | Será arquivado de acordo com procedimentos | | Os valores serão recalculados no momento de cada |

Este modelo não deve ser alterado. Deve ser preenchido sem modificações/ adição de cabeçalhos ou logomarca, formato ou fonte.



| | | | | | | | | | |
|--|---------------------|--|--|--|----------|--|--|--|----------------------------|
| | Construção da rede. | | | | registro | | internos, até dois anos após o fim do período de obtenção de créditos. | | renovação da linha de base |
|--|---------------------|--|--|--|----------|--|--|--|----------------------------|

D.4. Explicação qualitativa de como os procedimentos de controle de qualidade (CQ) e garantia de qualidade (GQ) estão sendo considerados:

| Dados | Grau de incerteza dos dados (Alto/Médio/Baixo) | Explique os procedimentos de CQ/GQ planejados para esses dados, ou por que tais procedimentos não são necessários. |
|-------|--|---|
| 1 | Baixo | Estes dados serão diretamente usados no cálculo da redução de emissão. Registro das vendas e outros registros são usados para assegurar a consistência. |
| 2 | Baixo | Dados não precisam ser monitorados |
| 3 | Baixo | Dados não precisam ser monitorados |
| 4 | Baixo | Dados não precisam ser monitorados |

D.5 Descreva a estrutura operacional e administrativa que o operador do projeto implementará para monitorar as reduções de emissões e quaisquer efeitos relacionados às fugas, gerados pela atividade de projeto:

A estrutura para monitoramento desta atividade de projeto consistirá, basicamente, no registro da quantidade de energia vendida à rede (EG_v) do ano de 2001 até o final do último período de créditos. Já que nenhuma fuga ou mudanças de emissões na rede foram identificadas nessa atividade de projeto, não haverá necessidade de monitorar as variáveis para esses casos. Há duas operações que os operadores do projeto devem realizar para assegurar a consistência dos dados, apesar do fato que isso constituirá no monitoramento de uma única variável.

1. Leituras mensais do equipamento de medição calibrado devem ser registradas numa planilha eletrônica;
2. Recibos de venda devem ser arquivados para dupla checagem dos dados. No caso de inconsistência, esses são os dados a ser usados.

Ademais, de acordo com a lei, o equipamento de medição deve ser periodicamente calibrado para obedecer aos regulamentos para produtores independentes de energia conectados à rede regional.



D.6 Nome da pessoa/entidade que determina a metodologia de monitoramento:

ECONERGY BRASIL (Contato no Anexo I para informações), que é participante do projeto, é responsável pelos serviços técnicos relacionados a reduções das emissões de GEEs e é, portanto, em parceria com a Cucaú, elaborador deste documento e de todo o seu conteúdo.



SEÇÃO E. Estimativa de emissões de gases de efeito estufa por fontes:

E.1. Fórmula usada:

E.1.1. Fórmula selecionada como fornecida no apêndice B:

O apêndice B não indica uma fórmula específica para calcular as reduções de emissão por fontes.

E.1.2. Descrição da fórmula quando não for fornecida no apêndice B:

E.1.2.1. Descrição da fórmula usada para estimar emissões antropogênicas por fontes de GEE devido à atividade de projeto dentro da fronteira do projeto:

Essa atividade de projeto não acarreta queima adicional de combustível fóssil devido à sua implantação. Dessa forma, não há emissão de GEE devido à atividade de projeto.

Então, $PE_y = 0$

PE_y são as emissões do projeto durante o ano y em toneladas de CO₂e.

E.1.2.2. Descrição da fórmula usada para estimar fuga devido à atividade de projeto, onde requerido, para a categoria de projeto aplicável no apêndice B das modalidades e procedimentos simplificados para atividades de projeto de MDL de pequena escala:

De acordo com o parágrafo de fuga da Metodologia de monitoramento aprovada “Geração de energia renovável para rede”, Tipo I.D. no apêndice B das modalidades e procedimentos simplificados para atividades de projeto de MDL de pequena escala, a seguinte aplicabilidade é descrita:

“Fuga

8. Se os equipamentos de geração de energia forem transferidos de outra atividade ou se um equipamento existente for transferido para outra atividade, fuga deve ser considerada.”

Já que nenhuma das condições acima é aplicável para o PCBC, não há fuga a ser considerada nessa atividade de projeto.

Assim, $L_y = 0$

L_y são as emissões de fuga durante o ano y em toneladas de CO₂e.

E.1.2.3 A soma dos itens E.1.2.1 e E.1.2.2 representa as emissões da atividade de projeto de pequena escala:

$L_y + PE_y = 0$



E.1.2.4 Descrição da fórmula usada para estimar emissões antropogênicas por fontes de GEEs na linha de base usando a metodologia de linha de base para a categoria de projeto aplicável no apêndice B das modalidades e procedimentos simplificados para atividades de projeto de MDL de pequena escala:

De acordo com a metodologia de linha de base I.D., a linha de base é de kWh produzida pela unidade de geração renovável multiplicada por um coeficiente de emissão (medido em kg CO₂equ/kWh ou em ton CO₂equ/MWh) calculado de uma forma transparente e conservativa como:

(a) A média da “margem de operação aproximada” e a “margem de construção”, onde:

(i) A “margem de operação aproximada” é a média ponderada das emissões (em kg CO₂equ/kWh) de todas as fontes de geração servindo o sistema, excluindo geração hidráulica, geotérmica, eólica, biomassa de baixo custo, nuclear e solar;

(ii) A “margem de construção” é a média ponderada das emissões (em kg CO₂equ/kWh) de adições recentes de capacidade ao sistema, sendo que as adições de capacidade são definidas como a maior (em MWh) das 20% mais recentes plantas existentes ou as 5 plantas mais recentes.”

OR,

(b) a média ponderada das emissões (em kg CO₂equ/kWh) da mistura de geração atual.

O método que será escolhido para calcular a Margem de Operação (MO) para o fator de emissão de linha de base da eletricidade é a opção (a) A média da “margem de operação aproximada” e a “margem de construção”.

A metodologia de linha de base considera a determinação do fator de emissão para a rede à qual a atividade de projeto é conectada, como os dados principais para determinar o cenário da linha de base. No Brasil, há duas redes principais, Sul-Sudeste-Centro-Oeste e Norte-Nordeste, então o subsistema Norte-Nordeste é o relevante para esse projeto.

Para calcular a Margem de Operação, dados de despacho diários do Operador Nacional do Sistema (ONS) precisaram ser coletados. ONS não fornece regularmente tais informações, o que implicou em obtê-las através de comunicação direta com a entidade.

As informações obtidas referem-se aos anos 2002, 2003 e 2004, e são as informações mais recentes disponíveis nesse estágio (no final de 2005, ONS forneceu dados de despacho para toda a rede interconectada na forma de relatórios¹¹ diários de 1º de janeiro de 2002 a 31 de dezembro de 2004, as informações mais recentes disponíveis nesse estágio).

De acordo com a metodologia, o projeto determina o fator de emissão da MO ($EF_{OM,y}$). Então, a equação seguinte a ser resolvida é:

¹¹ *Acompanhamento Diário da Operação do Sistema Interligado Nacional*. ONS-CNOS, Centro Nacional de Operação do Sistema. Relatórios diários de todo o sistema interconectado de 1º de Janeiro de 2002 a 31 de Dezembro de 2004.



$$EF_{OM,y} = \frac{\sum_{i,j} F_{i,j,y} \cdot COEF_{i,j}}{\sum_j GEN_{j,y}} + \frac{\sum_{i,k} F_{i,k,y} \cdot COEF_{i,k}}{\sum_k GEN_{k,y}} \quad (\text{tCO}_2\text{e/GWh})$$

É assumido aqui que todas as usinas de fontes de baixo custo e despacho obrigatório produzem emissões nulas.

$$\frac{\sum_{i,k} F_{i,k,y} \cdot COEF_{i,k}}{\sum_k GEN_{k,y}} = 0 \quad (\text{tCO}_2\text{e/GWh})$$

Onde:

$F_{i,j(or\ m),y}$ é a quantidade de combustível i (em unidade de massa ou volume) consumida pelas fontes relevantes de energia j no ano(s) y ;

j, m refere-se às fontes de energia fornecedoras de eletricidade à rede, exceto plantas de baixo custo e despacho obrigatório, e excluindo importações da rede;

$COEF_{i,j(or\ m),y}$ é o coeficiente de emissão de CO_2 do combustível i (tCO_2 / unidade de massa ou volume do combustível), levando em conta o conteúdo de carbono dos combustíveis usados por fontes relevantes de energia j (ou m) e o percentual de oxidação do combustível em ano(s) y ;

$GEN_{j(or\ m),y}$ é a eletricidade (MWh) despachada à rede pela fonte j (ou m);

$BE_{electricity,y}$ são as emissões de linha de base devidas à substituição de eletricidade durante o ano y em toneladas de CO_2 ;

EG_y é a quantidade líquida de eletricidade gerada na planta de cogeração com bagaço, resultante da atividade do projeto durante o ano y em MWh e;

$EF_{electricity,y}$ é o fator de emissão de CO_2 de linha de base para a eletricidade.

Os dados do ONS, assim como, a planilha do cálculo dos fatores de emissão foram disponibilizados para o validador (EOD). Na planilha, os dados de despacho são tratados para permitir o cálculo do fator de emissão para os três anos mais recentes com as informações disponíveis, que são de 2001, 2002 e 2003.

A geração de eletricidade para cada ano também precisa ser levada em consideração. Essa informação é fornecida na tabela abaixo:

| Ano | Carga elétrica (MWh) |
|------|----------------------|
| 2002 | 68.779.390 |
| 2003 | 68.630.241 |
| 2004 | 77.553.416 |

Usando informações apropriadas para $F_{i,j,y}$ e $COEF_{i,j}$, fatores de emissão da MO para cada ano podem ser determinados, como segue:



$$EF_{OM,2002} = \frac{\sum_{i,j} F_{i,j,2002} \cdot COEF_{i,j}}{\sum_j GEN_{j,2002}} \therefore EF_{OM,2002} = 0,7869 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$$
$$EF_{OM,2003} = \frac{\sum_{i,j} F_{i,j,2003} \cdot COEF_{i,j}}{\sum_j GEN_{j,2003}} \therefore EF_{OM,2003} = 0,7549 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$$
$$EF_{OM,2004} = \frac{\sum_{i,j} F_{i,j,2004} \cdot COEF_{i,j}}{\sum_j GEN_{j,2004}} \therefore EF_{OM,2004} = 0,5979 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$$

Finalmente, para determinar a linha de base *ex-ante*, a média entre os três anos é calculada, determinando o valor médio de EF_{OM} .

$$EF_{OM,2002-2004} = 0,7133 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$$

De acordo com a metodologia usada, o fator de emissão da Margem de Construção (MC) também precisa ser determinado:

$$EF_{BM} = \frac{\sum_{i,m} F_{i,m,y} \cdot COEF_{i,m}}{\sum_m GEN_{m,y}}$$

A geração de eletricidade neste caso, corresponde a 20% do total gerado no ano mais recente (2004). Como as 5 plantas mais recentes construídas geram menos que os 20%, o cálculo do fator em questão resulta em:

$$EF_{BM,2003} = 0,0568 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$$

Finalmente, o fator de emissão da linha de base é calculado por uma fórmula de média ponderada, considerando tanto o MO quanto o MC sendo os pesos de 50% e 50% por definição. Logo, o resultado será:

$$EF_{electricity,2002-2004} = \frac{EF_{OM} + EF_{BM}}{2} = \frac{0,7133 + 0,0568}{2} = 0,3850 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$$

É importante notar que as considerações adequadas dos pesos acima estão atualmente sendo estudadas pelo Painel Metodológico, e existe uma possibilidade de que os pesos utilizados na metodologia aplicada aqui sofram alterações.

As emissões da linha de base poderiam ser proporcionais à eletricidade despachada à rede durante o período de duração do projeto. As emissões de linha de base devido ao deslocamento de eletricidade são calculadas pela multiplicação do fator de emissão da linha de base ($EF_{electricity,2001-2003}$) pela eletricidade gerada pela atividade do projeto.



$$BE_{\text{electricity},y} = EF_{\text{electricity},2002-2004} \cdot EG_y$$

Onde:

$BE_{\text{electricity},y}$ são as emissões de linha de base devidas à substituição de eletricidade durante o ano y em toneladas de CO_2 ;

$EF_{\text{electricity},y}$ é o fator de emissão de CO_2 de linha de base devido pela substituição de eletricidade devido à atividade de projeto durante o ano y em toneladas de CO_2/MWh ;

EG_y é a quantidade líquida de eletricidade gerada na planta de cogeração com bagaço, resultante da atividade do projeto durante o ano y em MWh.

Então, para o primeiro período de crédito, as emissões de linha de base serão calculadas como se segue:

$$BE_{\text{electricity},y} = 0,3850 \text{ tCO}_2/MWh \cdot EG_y \text{ (in tCO}_2\text{e)}$$

E.1.2.5 Diferença entre os itens E.1.2.4 e E.1.2.3, representando as reduções nas emissões da atividade de projeto durante o período escolhido:

As reduções de emissões para essa atividade de projeto são:

$$ER = BE_{\text{electricity},y} - (L_y + PE_y) = 0,3850 \text{ tCO}_2/MWh \cdot EG_y - 0 \rightarrow ER = 0,3850 \text{ tCO}_2/MWh \cdot EG_y$$

E.2 Tabela fornecendo valores obtidos ao se aplicar a fórmula acima:

| Projeto de Cogeração com Bagaço Cucaú | | | | | | | | | | |
|--|---|---------------|-------|-------|-------|-------|-------|--------|--------|---------------|
| Redução de emissão da rede conectada | Item | Antes do PCBC | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | Total RCEs |
| | | 2000 | | | | | | | | |
| | Capacidade total instalada (MW) | 7 | 8 | 8 | 8 | 12,6 | 12,6 | 12,6 | 15 | |
| | Consumo interno (MW) | 5,8 | 5,8 | 6,5 | 7,2 | 8 | 8 | 8 | 8 | |
| | Capacidade disponível para venda (MW) | 1,2 | 2,2 | 1,5 | 0,8 | 4,6 | 4,6 | 4,6 | 7 | |
| | Energia estimada para ser entregue à rede (MWh)* | 0 | 1.632 | 2.119 | 244 | 4.703 | 6.919 | 10.354 | 11.907 | |
| | Fator de emissão da linha de base (tCO ₂ /MWh) | 0,385 | 0,385 | 0,385 | 0,385 | 0,385 | 0,385 | 0,385 | 0,385 | |
| | Redução de emissão (tCO₂e) | - | 628 | 815 | 94 | 1.810 | 2.663 | 3.986 | 4.584 | 14.580 |
| * Eletricidade vendida até 2004. Dados para 2005 em diante são estimativas. | | | | | | | | | | |

Total de reduções de emissão para o primeiro período de créditos é estimado em 14.580 tCO₂e.

SEÇÃO F. Impactos Ambientais

F.1. Se requerido pela Parte anfitriã, documentação sobre a análise dos impactos ambientais da atividade de projeto:

Os impactos ambientais possíveis foram analisados pela Secretaria do Governo do Estado de Ciências, Tecnologia e Meio Ambiente, através da CPRH – Agência Estadual de Meio Ambiente e Recursos



Hídricos. Cucaú segue a legislação ambiental e recebeu uma Licença de Implantação para a expansão de seu sistema de geração elétrico a partir da biomassa.

A última Licença oficial de operação foi emitida em 19 de Janeiro de 2002, entretanto, Cucaú deve cumprir com algumas demandas da CPRH, a fim de continuar com a operação do projeto, sendo:

- Quando o empreendimento estiver operando com capacidade total, será necessário realizar amostras de chaminé, por processo isocinético, cujos resultados devem ser reportados a CPRH.

Zihuatanejo do Brasil Açúcar e Álcool S.A. (Cucaú) já pediu, por meios formais, no dia 6 de dezembro de 2005, a renovação da licença de operação à CPRH – Agência Estadual de Meio Ambiente e Recursos Hídricos.

Não haverá impactos transfronteiriços resultantes do PCBC. Todos os impactos relevantes ocorrem dentro das fronteiras brasileiras e foram mitigados para estar em conformidade com os requisitos ambientais para a implantação do projeto. Portanto, o PCBC não impactará de forma alguma qualquer país transfronteiriço ao Brasil.

SEÇÃO G. Comentários dos Atores

G.1. Breve descrição do processo de convite e compilação dos comentários dos atores locais:

Como solicitação da Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima, a AND brasileira, Cucaú convidou diversas organizações e instituições para comentar o projeto de MDL a ser desenvolvido. Cartas¹² foram enviadas para os seguintes destinatários:

- Prefeitura Municipal de Rio Formoso – PE;
- Câmara dos Vereadores de Rio Formoso – PE;
- Agência Estadual de Meio Ambiente e Recursos Hídricos – CPRH;
- Secretaria da Agricultura, Indústria, Comércio e Meio Ambiente;
- Fórum Brasileiro de ONGs;
- Ministério Público de Pernambuco;
- Associação Comunitária Unidos Por Rio Formoso – UCURF;
- Associação dos Moradores da Rua da Lama;
- Associação dos Deficientes Físicos do Rio Formoso;
- Associação dos Moradores do Alto do Campo;
- Sindicato da Indústria do Açúcar e do Álcool no Estado de Pernambuco - Sindaçúcar;
- Sociedade dos Técnicos Açucareiros e Alcooleiros do Brasil;
- Associação dos Moradores da Cohab de Rio Formoso;
- Associação de Desenvolvimento do Distrito de Cucaú;
- Centro de Pesquisas Ambientais do Nordeste – CEPAN;
- Instituto para Preservação da Mata Atlântica – IPMA.

¹² Cópias dos convites estão disponíveis com os Participantes do Projeto.



G.2. Resumo dos comentários recebidos:

Até a data da versão final desse documento, seis comentários foram recebidos pelos atores locais listados, abaixo especificados:

- Sindicato da Indústria do Açúcar e do Alcool no Estado de Pernambuco;
- Centro de Pesquisas Ambientais do Nordeste – CEPAN;
- Prefeitura Municipal de Rio Formoso – PE;
- Secretaria da Agricultura, Indústria, Comércio e Meio Ambiente;
- Câmara dos Vereadores de Rio Formoso – PE;
- Associação Comunitária Unidos Por Rio Formoso – UCURF.

No primeiro caso, uma carta foi enviada pelo Sr. Renato Augusto Pontes Cunha (Presidente da Sindaçúcar).

No segundo caso, uma carta foi enviada pela Sra. Sônia Aline Roda (Diretora de projetos da CEPAN).

No terceiro caso, uma carta foi enviada pela Sra. Graça Hacker (Prefeita de Rio Formoso).

No quarto caso, uma carta foi enviada pelo Sr. Robson Jerônimo Lins de Oliveira (Secretaria da Agricultura, Indústria, Comércio e Meio Ambiente).

No quinto caso, uma carta foi enviada pelo Sr. Cláudio Marcos da Silva, Sr. Marcondes Alves de Figueredo e Sr. José Pereira do N. Filho (Presidente, Vice-presidente da Câmara dos Vereadores de Rio Formoso).

No sexto caso, uma carta foi enviada pelo Sr. José Fernando Barreto Lins (Presidente da ACURF).

Todas as cartas mencionadas contêm diversos comentários positivos sobre o PCBC. Eles enfatizam a importância da Mudança Global do Clima associada com o Potencial de Aquecimento Global e a contribuição, do Projeto de Cogeração com Bagaço Cucaú para a mitigação dos impactos dos gases de efeito estufa.

G.3. Relatório sobre como a devida consideração foi dada aos comentários recebidos:

Já que nenhum comentário recebido precisou de maior explicação ou feedback, o processo de consulta foi finalizado.



Anexo 1

DADOS PARA CONTATO DOS PARTICIPANTES DA ATIVIDADE DE PROJETO

Participante do projeto -1:

| | |
|----------------------|--|
| Organização: | Zihuatanejo do Brasil Açúcar e Álcool S.A. |
| Rua/Cx. Postal: | Av. Artur Siqueira, S/Nº - Zona Rural - Parque Industrial Engenho Cucaú |
| Edifício: | |
| Cidade: | Rio Formoso |
| Estado/Região: | PE |
| CEP: | 55575-000 |
| País: | Brasil |
| Telefone: | +55 (81) 3224-0506 |
| FAX: | +55 (81) 3224-0672 |
| E-Mail: | |
| URL: | |
| Representada por: | |
| Título: | Sr. |
| Forma de tratamento: | |
| Sobrenome: | Silva |
| Nome do meio: | Tavares da |
| Nome: | Afrânio |
| Departamento: | Gerente de projetos |
| Celular: | - |
| FAX direto: | - |
| Tel direto: | +55 (81) 3224-0665 |
| E-Mail: | afranio@usinacucau.com.br |



Participante do projeto - 2:

| | |
|----------------------|--|
| Organização: | Econergy Brasil Ltda. |
| Rua/Cx. Postal: | Rua Pará, 76 cj 41 |
| Edifício: | Higienópolis Office Center |
| Cidade: | São Paulo |
| Estado/Região: | SP |
| CEP: | 01243-020 |
| País: | Brasil |
| Telefone: | +55 (11) 3219-0068 |
| FAX: | +55 (11) 3219-0693 |
| E-Mail: | junqueira@econergy.com.br |
| URL: | http://www.econergy.com.br |
| Representada por: | |
| Título: | Sr. |
| Forma de tratamento: | |
| Sobrenome: | Diniz Junqueira |
| Nome do meio: | Schunn |
| Nome: | Marcelo |
| Departamento: | Direção |
| Celular: | +55 (11) 8263-3017 |
| FAX direto: | +55 (11) 3219-0693 |
| Tel direto: | +55 (11) 3219-0068 ext 25 |
| E-Mail: | junqueira@econergy.com.br |

Anexo 2

INFORMAÇÕES SOBRE FINANCIAMENTO PÚBLICO

Não há financiamento público do Anexo I envolvido na atividade de projeto PCBC.