



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

MDL - Conselho Executivo

UNEP

página 1

MECANISMO DE DESENVOLVIMENTO LIMPO
FORMULÁRIO DO DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DE PROJETO (DCP-MDL)
(Versão 02 - válida a partir de: 01 de julho de 2004)

SUMÁRIO

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

Anexos

- Anexo 1: Dados para contato dos participantes da atividade de projeto
- Anexo 2: Informações sobre financiamento público
- Anexo 3: Informações de linha de base
- Anexo 4: Plano de monitoramento



SEÇÃO A. Descrição geral da atividade de projeto

A.1 Título da atividade de projeto:

Projeto de Cogeração com Bagaço Lucélia (PCBL).
Versão 2 B

Data do documento: 2 de Dezembro de 2005

As únicas mudanças feitas nesta versão do DCP comparada com a Revisão 1 do DCP datada de 15/08/2005 referido na carta de aprovação da AND brasileira estão relacionadas com o novo cálculo do fator de emissão da margem de construção com a eficiência das usinas recomendadas pela 22ª reunião do Conselho Executivo do MDL.

A.2. Descrição da atividade de projeto:

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 Central de Alcool Lucélia Ltda (Lucélia), 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), Lucélia gera vapor excedente e usa-o exclusivamente para produção de eletricidade (através de turbo geradores).

Os investidores da PCBL 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 de eletricidade é 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 agro-negócio 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 prolongar a instalação e/ou despacho de eletricidade produzida por unidades de geração com combustível fóssil. A venda dos RCEs gerados 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.

Lucélia também acredita que o desenvolvimento sustentável será atingido não apenas com a implementação de equipamentos de produção de energia renovável, mas também promovendo atividades que correspondam com as responsabilidades social e ambiental da companhia, com descrito abaixo:

Contribuição Social

Lucélia é uma importante geradora de empregos. O número total de empregos diretos na Lucélia foi de 1.850 durante a estação de colheita de 2002/2003 e muitos outros benefícios indiretos pelas atividades da companhia. Pode-se dizer que Lucélia é uma das mais importantes geradoras de empregos na cidade de 18.000 pessoas onde a companhia está localizada.

Lucélia atua também com exclusivo empenho num melhor ambiente social. Consciente de suas responsabilidades para com seus empregados, suas famílias, e as comunidades na sua margem de ação, Lucélia concebeu muitos programas e iniciativas num esforço em melhorar a qualidade de vida dessas pessoas. Tais medidas incluem:

- Programa de saúde da criança desenvolveu com a colaboração do jardim de infância de Ana Maria Javouhey. O projeto visa clarificar os aspectos relacionados com a saúde e nutrição das crianças, e também fornecer orientação no cuidado dos dentes. O programa inclui também doação de material, comida, remédios e visitas culturais patrocinadas pela Lucélia;
- Projeto APAE (Associação de Pais e Amigos dos Excepcionais) é uma organização para pessoas com Síndrome de Down. A companhia trabalha com APAE no município de Lucélia, fornecendo incentivos para formação cultural, integração e lazer. A companhia também doa material escolar, brinquedos, remédios e visitas culturais. Lucélia também promove atividades esportivas para APAE no clube da companhia. O objetivo final dessa iniciativa é promover a integração das crianças com esse problema;
- Programa de Integração Social foi fundado com a idéia de fornecer informações e clarificações nas áreas de saúde e planejamento familiar, para crianças entre 10 e 15 anos de idade, e conta com a colaboração dos funcionários da Lucélia;
- Lucélia contribui também com aspectos administrativos no município de Lucélia, doando computadores para o departamento responsável em organizar atividades para crianças e jovens;
- A companhia convidou funcionários com obesidade, diabetes ou hipertensão para juntar-se a um programa para aprender como lutar contra essas doenças/problemas, incluindo atividades esportivas e hábitos alimentares;
- Lucélia lançou a Casa da Sopa, que serve sopa durante os finais de semana para famílias pobres, ajudando mais de 200 delas;
- O Projeto Futuro fornece atividades sociais, culturais, lazer e formação profissional para crianças e jovens que são filhos dos funcionários, entre 10 e 15 anos de idade;



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

MDL – Conselho Executivo

INPCT

página 4

- AFUCAL, Associação dos Funcionários da Lucélia, é um clube e área de lazer que a companhia fornece aos seus funcionários, incluindo ginásio de esportes que é aberto para comunidade;
- O asilo São Vicente de Paula é um local para idosos do município de Lucélia que também conta com doações e suporte da Central de Álcool Lucélia. A companhia doa remédios, comida, lazer e visitas culturais para as pessoas que aí moram;
- Assistência geral, incluindo assistência médica, odontológica, subsídios para taxa escolar, remédios e comida extra para os ceifeiros de cana-de-açúcar;
- O Projeto João-de-Barro ajuda os funcionários a reparar suas casas, fornecendo pessoas para a reparação;
- Treinamento profissional;
- Um hotel nas proximidades do rio Aguapeí, para ser utilizado pelos funcionários e seus familiares em ocasiões especiais como casamentos, aniversários, batismos;
- Atividades físicas, incluindo ginástica leve antes do trabalho e informações sobre lesões devido a esforços repetitivos;
- Transporte a cursos em municípios próximos;
- Ambulâncias para transportar funcionários e seus parentes em cidades mais equipadas, se houver necessidade;
- Restaurantes situados no local da companhia, abertos 24 horas por dia para servir seus funcionários.

Além de tudo isso, Lucélia toma outras iniciativas sociais, como campanhas de saúde, doação de dinheiro e comida para igrejas em comunidades ao redor da companhia, doação de brinquedos a crianças pobres, doação de remédios para famílias pobres, doação de livros de literatura para uma escola pública, doação de açúcar para o comitê de fome no município de Lucélia e doações para o Hospital do Câncer em Jaú, um município ao lado.

Todas essas inúmeras iniciativas mostram a importância da Lucélia não apenas a seus funcionários, mas também às comunidades próximas a companhia. E devido a suas práticas em benefício às crianças, Lucélia foi premiada com o certificado da Fundação ABRINQ (Associação Brasileira dos Fabricantes de Brinquedos).

Contribuição Ambiental

Além de reduzir as emissões de GEE pela construção desse projeto, Lucélia também tem desenvolvido Sistemas de Gestão Ambiental e os seguintes programas ambientais estão sendo executados:



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



MDL – Conselho Executivo

página 5

A companhia lançou um programa para melhorar a área natural e a paisagem na região onde ela atua, produzindo 130 mil mudas anualmente para aumentar a vegetação de espécies nativas e exóticas. Atualmente, 75,5 há ou 126.000 árvores foram plantadas.

O aumento das receitas anuais da companhia devido à comercialização de RCEs adiciona valor substancial aos funcionários diretos da companhia, seus familiares e comunidade local.

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)	• Entidade privada Central de Alcool Lucélia Ltda. • Entidade privada Econergy Brasil Ltda.	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.

A.4. Descrição técnica da atividade de projeto:

A.4.1. Local da atividade de projeto:

A.4.1.1. Parte(s) Anfitriã(s):

Brasil.

A.4.1.2. Região/Estado etc.:

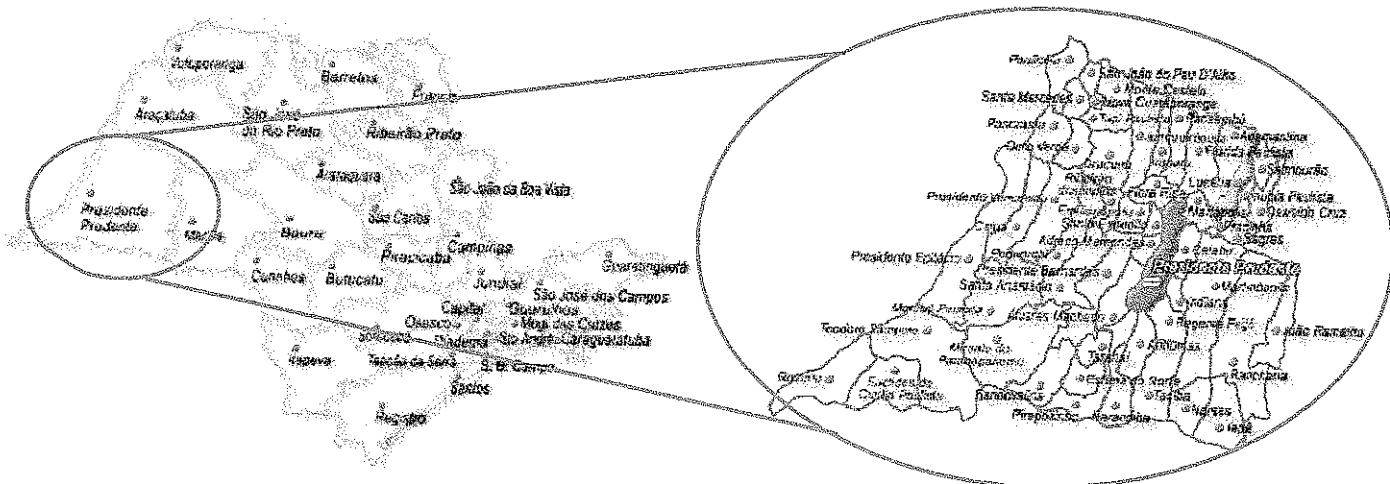
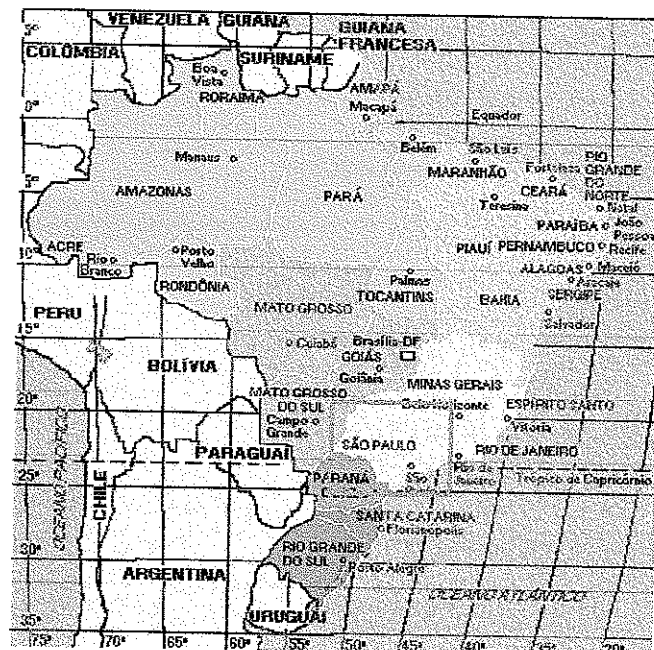
São Paulo.

A.4.1.3. Cidade/Comunidade etc.:

Lucélia.

A.4.1.4. Detalhes sobre a localização física, inclusive informações que permitam a identificação única dessa atividade de projeto (máximo de uma página):

A visão geral da usina de Lucélia, onde a atividade de projeto PCBL está localizada, é mostrada na figura 1.



Fonte: Elaborado pela SEBRAE-SP¹

Figura 1: Vista da posição geográfica da cidade de Lucélia, em verde claro.

A.4.2. Categoria(s) da atividade de projeto:

Escopo setorial: 1 – Indústria de energia (fontes renováveis - / não renováveis)

¹ <http://www.sebraesp.com.br/>

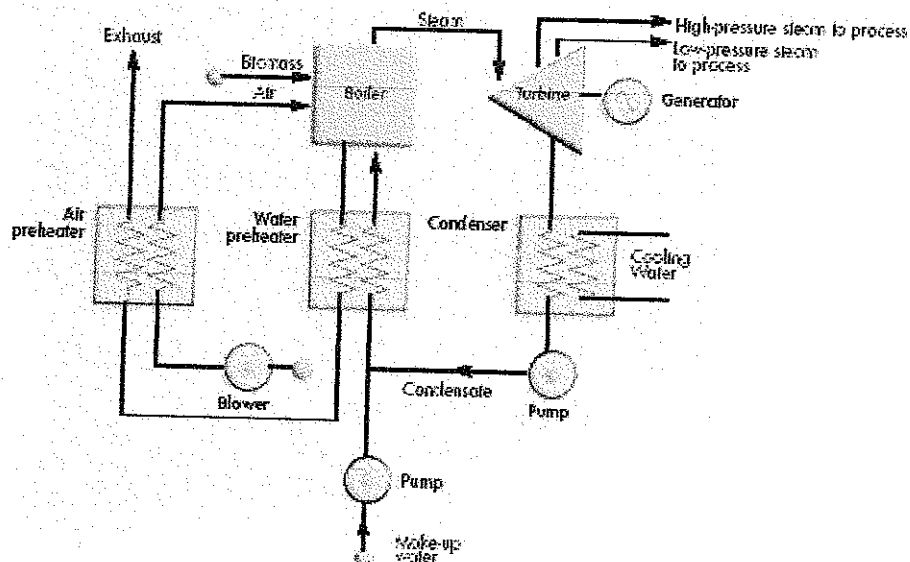


A.4.3. Tecnologia a ser empregada pela atividade de projeto:

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 2). 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.



Source: Williams and Larson, 1993

Figura 2: Diagrama esquemático de um ciclo de vapor Rankine para cogeração usando uma turbina de extração-condensação

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



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.

Usando o ciclo de vapor Rankine como a tecnologia básica de seu sistema de cogeração para alcançar um aumento no excedente de eletricidade a ser gerada, Lucélia iniciou seus esforços em duas fases, que são:

► Fase 1 (2002): Um turbo gerador de contrapressão de 12 MW foi instalado, junto com uma caldeira reformada de 23 bar para 44 bar. Nessa fase, foi colocado em stand-by um turbo gerador de 1,2 MW e outro de 2,5 MW, alcançando uma capacidade total de 15,7 MW.	► Fase 2 (2006): Lucélia instalará um turbo gerador de condensação de 20 MW e uma caldeira de 65 bar, colocando uma caldeira de 23 bar em stand-by, alcançando, dessa forma, uma capacidade total de 35,7 MW.
---	---

Além disso, a tecnologia para expandir a disponibilidade de eletricidade da biomassa na indústria do açúcar é, para as concessionárias locais, uma vantagem, já que a carga de base para as concessionárias no Brasil é sustentada principalmente pela hidrogeração e a usina de açúcar, coincidentalmente, supri eletricidade durante a estação seca.

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 na Lucélia 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.

A Tabela 1 mostra como a infraestrutura de cogeração da Lucélia será atualizada de acordo com as fases do PCBL.

Tabela 1: Atualização dos equipamentos de cogeração

	Ativo/Ativando		Standy by
Antes do Plano de Expansão (Until 2001)	Um turbo gerador de contrapressão de 1,2 MW e outro de 2,5 MW		
	Duas caldeiras de 23 bar		



Fase 1	Um turbo gerador de contrapressão de 12 MW		Um turbo gerador de contrapressão de 1,2 MW e outro de 2,5 MW
2002	Uma caldeira de 44 bar (reformada a partir de uma caldeira de 23 bar)	Uma caldeira de 23 bar	
Fase 2	Um turbo gerador de condensação de 20 MW	Um turbo gerador de contrapressão de 12 MW	Um turbo gerador de contrapressão de 1,2 MW e outro de 2,5 MW
2006	Uma caldeira de 65 bar	Uma caldeira de 44 bar (reformada a partir de uma caldeira de 23 bar)	Uma caldeira de 23 bar

A Figura 3 fornece um diagrama de energia da Lucélia, que mostra um fluxograma de como a energia é distribuída pela usina e o caminho da energia da biomassa para a energia elétrica.

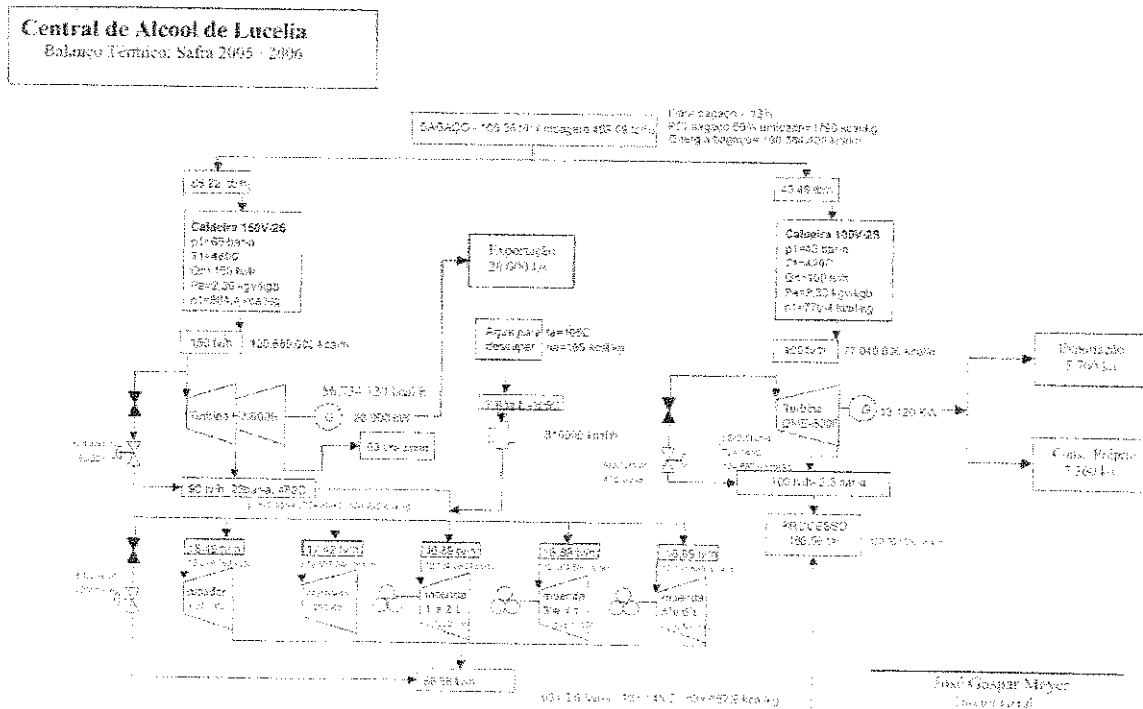


Figura 3: Diagrama de Balanço de Energia da Lucélia para PCBL Fase 2

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



A.4.4. Explicação sucinta de como as emissões antrópicas de gases de efeito estufa (GEEs) por fontes serão reduzidas pela atividade de projeto de MDL proposta, incluindo por que as reduções das emissões não ocorreriam na ausência da atividade de projeto proposta, 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

³ Secretaria de Energia de São Paulo, 2001.



rendimento na redução de emissão de gases de efeito estufa e outros benefícios associados com o MDL poderão representar uma oportunidade de investimento atraente para algumas usinas e empresas do setor sucroalcooleiro como a Lucélia, 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.4.4.1. 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
2002	2.873
2003	4.367
2004	4.528
2005	5.354
2006	27.804
2007	27.804
2008	27.804
Reduções totais estimadas (toneladas de CO ₂ e)	100.534
Número total de anos de créditos	7
Média anual do período de crédito das reduções estimadas (toneladas de CO ₂ e)	14.362

Mais informações detalhadas sobre a eletricidade e geração de reduções de emissões são fornecidas no Anexo 3 – Informações de Linha de Base.

A.4.5. Financiamento público da atividade de projeto:

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

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:

AM0015: "Bagasse-based cogeneration connected to an electricity grid".



B.1.1. Justificativa da escolha da metodologia e por que ela é aplicável à atividade de projeto:

Esta metodologia é aplicável ao PCBL, pois: (i) o bagaço é produzido e consumido no mesmo local; (ii) o projeto nunca seria implantado pelo poder público, assim como também não seria implantado na ausência do MDL, como demonstrado no capítulo de adicionalidade abaixo; (iii) não há aumento na produção de bagaço devido ao projeto e (iv) não haverá armazenamento de bagaço por mais de um ano.

B.2. Descrição de como a metodologia é aplicada no contexto da atividade de projeto:

A atividade do projeto segue os passos dados pela metodologia, levando em conta o cálculo de (b) Simple Adjusted OM no PASSO 1, uma vez que não haveria dados disponíveis para aplicação da opção preferida – (c) *Dispatch Data Analysis OM*. No PASSO 2, a opção 1 foi escolhida. A tabela a seguir apresenta as informações-chave e os dados usados na determinação do cenário de linha de base.

Número ID	Tipo de dado	Valor	Unidade	Fonte dos dados
1. EG_y	Eletricidade fornecida à rede pelo Projeto.	Obtido durante todo o tempo de vida do projeto.	MWh	Proprietário do projeto
2. EF_y	Fator de emissão de CO_2 da rede.	0,2677	t CO_2 e/MWh	Calculado
3. $EF_{OM,y}$	Fator de emissão de CO_2 da Margem de Operação da rede.	0,4310	t CO_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.	0,1045	t CO_2 e/MWh	Esse valor foi calculado usando os dados do ONS (Operador Nacional do Sistema), o gerenciador do sistema elétrico brasileiro.
10. λ_y	Fração de tempo em que fontes de baixo custo e despacho obrigatório estão na margem.	$\lambda_{2002} = 0,5053$ $\lambda_{2003} = 0,5312$ $\lambda_{2004} = 0,5041$	-	Esses valores foram calculados usando os dados do ONS (Operador Nacional do Sistema), o gerenciador do sistema elétrico brasileiro.



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

Aplicação da ferramenta de demonstração e avaliação da adicionalidade da Lucélia.

Passo 0. Projeção preliminar baseada na data de início da atividade do projeto

(a) O início dessa atividade ocorreu depois de 1º de Janeiro de 2000, que pode ser evidenciado pela Licença Ambiental de Instalação da Central de Alcool Lucélia Ltda em 28 de Janeiro de 2002.

(b) Lucélia não iniciaria esse projeto na ausência do MDL. A usina foi informada sobre o MDL através da Informação ÚNICA, o jornal da ÚNICA - União da Agroindústria Canavieira de São Paulo – associação de cana-de-açúcar do estado de São Paulo. A evidência que a usina de açúcar Lucélia considerou seriamente o MDL na decisão de proceder com a atividade de projeto é o fato que a Lucélia contactou a Econergy antes da data de início da atividade do projeto com intenção que a Econergy auxilie-a na análise da linha de base.

Passo 1. Identificação das alternativas para a atividade do projeto, consistente com as leis e regulamentações atuais.

Sub-passo 1a. Definir alternativas para a atividade do projeto

1. Havia somente duas possibilidades para a implantação desta atividade de projeto: uma consistia em manter a situação corrente da usina de açúcar, focando apenas na produção de açúcar e álcool, dirigindo os investimentos na melhoria da eficiência e aumento da escala da atividade central. A outra opção seria assumir a atividade do projeto, investindo em aumentar a eficiência do vapor e da produção de eletricidade para venda, pela aquisição de caldeiras de alta eficiência e turbo geradores.

Sub-passo 1b: Aplicação das leis e regulamentações aplicáveis

2. A alternativa, que é continuar com a situação usual antes da decisão de implementar essa atividade de projeto de MDL, é consistente com as leis e regulamentações aplicáveis.

3. Não aplicável.

4. Tanto a atividade de projeto quanto o cenário alternativo estão em conformidade com todas as regulamentações.

Passo 3. Análise de Barreiras

Sub-passo 3a. Identificar barreiras que impediriam a implantação do tipo da atividade de projeto proposta



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

I. Barreiras tecnológicas

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. 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 apoia 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)⁵, 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 seu planejamento.

II. Barreiras Políticas e Institucionais

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. 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.

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 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.



Desde 1997, segundo SWISHER (1997), o anúncio do Decreto de Cogeração está sendo aguardado, e se esperava que isso tivesse influência positiva nas decisões corporativas a respeito da implantação de projetos de biomassa. A proposta original do Decreto de Cogeração, que nunca foi aprovado, obrigava a compra de equipamentos⁶ de cogeração e auto-geração por parte das concessionárias. Ao invés de energia renovável, o plano de expansão do governo para energia elétrica, aprovado em fevereiro de 2000, é baseado em combustível fóssil – gás natural. Este plano de expansão, chamado de PPT – Programa Prioritário de Termelétricas, tornou-se uma realidade pouco antes da crise de energia. Os beneficiários do PPT, que eram basicamente usinas térmicas de gás natural, através do Decreto 3.371 de Fevereiro de 2000 do Ministério de Minas e Energia (MME), contavam com condições de preço garantido, atrativo e de longo prazo nas vendas de energia e suprimento de gás natural, conjuntamente com o financiamento do BNDES. Apesar de não ser provável que o PPT venha a ser completamente implantado, a políticas do setor público para energia renovável não são consideradas confiáveis o suficiente pelos executivos do setor privado para dar apoio à expansão da cogeração nas usinas de açúcar. Esta suposição é claramente demonstrada pela seguinte lista de regras e/ou regulamentações no setor energético que foram lançadas nos últimos 10 anos:

- **Março de 1993:** A Lei 8.631 ajusta a regulamentação de tarifas para a energia elétrica;
- **Fevereiro de 1995:** A Lei 8.987 estabelece concessões públicas para a energia;
- **Julho de 1995:** A Lei 9.074 regula as concessões para o setor de energia;
- **Dezembro de 1996:** A Lei 9.427 cria a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL);
- **Agosto de 1997:** A Lei 9.478 cria o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE);
- **Outubro de 1997:** Decreto 2.335 regula as obrigações da ANEEL;
- **Dezembro de 1997:** Implementação da ANEEL;
- **Mai de 1998:** A Lei 9.648 estabelece o Mercado Atacadista de Energia (MAE) e o Operador Nacional do Sistema (ONS);
- **Julho de 1998:** Decreto 2.655 regula as obrigações da MAE e da ONS;
- **Fevereiro de 2000:** Decreto 3.371 regula o Programa Prioritário de Termelétricas (PPT);
- **Abril de 2002:** A Lei 10.438 institui o PROINFA – Programa de Incentivo a Fontes Alternativas de Energia Elétrica, determinando que contratos devem ser assinados dentro de 24 meses da sua data e que haverá diferentes valores econômicos para a aquisição de 3.300MW de capacidade elétrica de fontes renováveis pela estatal Eletrobrás, para plantas com data de início de operação anterior a 30 de Dezembro de 2006.
- **Agosto de 2002:** Medida Provisória 64, ato presidencial que muda a constituição para permitir a regulamentação do setor energético, incluindo o PROINFA;

⁶Decreto Presidencial sobre a cogeração de energia elétrica, rascunho de 5 de Agosto de 1997.



- **Dezembro de 2002:** Resolução 4.541 da ANEEL regula a implementação do PROINFA, estabelecendo que valores econômicos devem ser definidos em 90 dias;
- **Março de 2003:** Decreto 4.644 adia, por 180 dias, da sua data, o valor econômico e os anúncios das diretrizes operacionais;
- **Junho de 2003:** Decreto 4.758 adia indefinidamente a data para o valor econômico e os anúncios das diretrizes operacionais e revogou o Decreto 4.644 acima mencionado;
- **Novembro de 2003:** A Lei 10.762 de 11 de Novembro de 2003 revisada da Lei 10.438 de 26 de Abril de 2002 institui o PROINFA.
- **Março de 2004:** Decreto 5.025 regula a Lei 10.438 de 26 de Abril de 2002.

Para a análise deste projeto de MDL, na época do início do projeto, não havia incentivo institucional como o PROINFA para ser considerado. 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.

III. Barreiras Econômicas e de Investimentos

Do ponto de vista dos agentes econômicos, o excessivo grau de garantias requerido para financiar os projetos é uma barreira comum para se atingir um estágio de 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.

“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”⁷ 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

⁷ Joel Swisher personal communication with Rolls Royce Power Ventures project manager. Mark Croke, August 26, 1997. Swisher J. 1997 pg. 76.



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/MWh⁸.

COELHO (1999) 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 implementação 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.

Além disso, é importante notar que o negócio de comercialização de eletricidade é responsável por uma pequena parte do total dos retornos da usina – 1,87% para o ano fiscal de 2004.

III. Barreira Cultural

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)⁹.

Sub-passo 3b: Demonstrar que as barreiras identificadas não impediriam a implantação de ao menos uma das alternativas (exceto a atividade do projeto proposta).

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

⁸ “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.

⁹ Walter, A.C.S. *Viabilidade e Perspectivas da Co-geração e Geração Termelétrica no Setor Sucro-alcooleiro*. Tese de Doutorado. UNICAMP, Campinas, 1994.



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.

Passo 4. Análise das práticas comuns.

Sub-passo 4a: Analisar outras atividades similares à atividade do projeto proposta

O setor açucareiro, historicamente, sempre explorou a biomassa (bagaço) de uma maneira ineficiente, utilizando caldeiras de baixa pressão. Apesar de consumirem quase todo o seu bagaço na geração de energia para uso próprio, a produção é feita de tal maneira que não há energia excedente disponível para venda, e nenhuma companhia de açúcar se aventurou no mercado de eletricidade até recentemente.

Atividades de projetos similares foram implementadas por companhias líderes na indústria, principalmente depois que a Vale do Rosário serviu como “benchmark”. Entretanto, estes são poucos exemplos em um universo de cerca de 320 usinas de açúcar. Atualmente, existem outras atividades de projetos similares em implantação, por exemplo: a Cia Energética Santa Elisa, Moema, Equipav, Nova América. Projetos similares juntos estão restritos a aproximadamente 10% da indústria açucareira, já que os outros 90% continuam queimando seu bagaço para uso próprio, da velha e ineficiente maneira. Isto claramente demonstra que apenas uma pequena parte deste setor deseja investir em projetos de cogeração.

Sub-passo 4b: Discutir outras opções similares que estão ocorrendo

Este tipo de atividade de projeto não é considerado uma atividade difundida no Brasil, devido à pequena porção de usinas no país que produzem eletricidade para venda. Também, a maioria das atividades similares está sendo desenvolvida como atividade de projeto de MDL.

Passo 5. Impacto do registro do MDL

O impacto do registro desta atividade do projeto de MDL contribuirá com a transposição de todas as barreiras descritas nesta ferramenta: tecnológica, institucional e política, econômica e de investimentos e cultural. O registro trará mais segurança ao investimento em si, e fomentará e apoiará a decisão dos proprietários do projeto a progredir no seu modelo de negócio. Desta maneira, a atividade do projeto já está em negociação para vender seus esperados RCEs.

Apesar disto, os benefícios e incentivos mencionados no texto da Ferramenta de Adicionalidade publicado pelo Conselho Executivo do MDL, também poderão ser experimentados pelas atividades de projeto, tais como: o projeto atingirá o objetivo das reduções antrópicas de GEE; vantagens financeiras da renda obtida nas vendas dos RCEs que trarão mais robustez à situação financeira do projeto; e sua probabilidade de atrair novos parceiros e nova tecnologia (já existem companhias desenvolvendo um novo tipo de caldeira extra-eficiente, e a compra de tal equipamento poderá ser estimulada devido à renda da venda dos RCEs) e reduzir os riscos do investidor.

O registro também trará um impacto em outros participantes da indústria açucareira, que verão a viabilidade de implementar projetos de comercialização de energia renovável em seus equipamentos com o MDL. Além disso, fluxos positivos de capital são muito desejáveis em uma economia frágil e volátil como a brasileira.



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:

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 PCBL, o subsistema Sul-Sudeste e Centro-Oeste da rede elétrica brasileira é considerado como uma fronteira, pois é o sistema com o qual a Lucélia está conectada, e o que 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 estão instalados.

B.5. Informações detalhadas sobre a linha de base, incluindo a data de término do estudo de linha de base e o nome da pessoa(s)/entidade(s) que determina(m) a linha de base:

1. Data de finalização do texto final desta seção da linha de base: 02/12/2005.
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 Lucélia, 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:

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

12/07/2002.

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

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:

12/07/2002.

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.



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



MDL – Conselho Executivo

página 20

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

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

Metodologia de monitoramento aprovada AM0015: “Bagasse-based cogeneration connected to an electricity grid”

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

A metodologia de monitoramento foi desenvolvida para ser aplicada ao Projeto de MDL Vale do Rosário. Devido à grande similaridade entre os projetos, a mesma metodologia foi escolhida para o monitor a redução de emissões decorrente do PCBL.

A metodologia considera o monitoramento das reduções de emissões geradas pelos projetos de cogeração com bagaço de cana-de-açúcar. A energia produzida pelo projeto poderia ser a eletricidade despachada ao sistema interligado e/ou energia usada para substituir combustível fóssil da rede conectada. E é exatamente o caso do PCBL: 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 PCBL, e tem justificativa para ser escolhida.

Além disso, por ser uma metodologia usada em conjunto com a metodologia de linha de base aprovada AM0015 (“Bagasse-based cogeneration connected to an electricity grid”), as mesmas condições de aplicabilidade são descritas e justificadas no item B1.1 deste documento.



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



MDL – Conselho Executivo

página 21

D.2.1. Opção 1: Monitoramento das emissões no cenário do projeto e no cenário de linha de base

D.2.1.1. Dados a serem coletados para monitorar as emissões da atividade do projeto e como esses dados serão arquivados:

Número de Identificação (use números para facilitar o cruzamento de referências com a tabela D.3)	Variável dos dados	Fonte dos dados	Unidade dos dados	Medido (m), calculado (c) ou estimado (e)	Frequência do registro	Proporção dos dados a serem monitorados	Como os dados serão arquivados? (eletronicamente/ em papel)	Comentário

D.2.1.2. Descrição das fórmulas usadas para estimar as emissões do projeto (para cada gás, fonte, fórmula/algoritmo, unidades de emissão de CO₂eq.)

Deixado em branco intencionalmente.

D.2.1.3. Dados relevantes necessários para determinar a linha de base das emissões antropicas por fonte de GEEs dentro do limite do projeto e identificação de como esses dados serão coletados e arquivados:

Número de Identificação	Variável	Fonte dos dados	Unidade dos dados	Medidos (m), calculados (c) ou estimados (e)	Frequência de registro	Proporção dos dados a ser monitorada	Como os dados serão arquivados? (eletrônico/ papel)	Comentários
1. EGY	Eletricidade fornecida à rede pelo Projeto.	Leituras da medição de energia conectada à rede e notas fiscais das vendas	MWh	m	Mensal	100%	Eletrônico e Papel	Dupla checagem com notas fiscais venda. Os dados serão arquivado acordo com os procedimentos internos, até dois anos depois do fim do período de créditos.

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



MDL – Conselho Executivo

página 22

2. EF _y	Fator de emissão de CO ₂ da rede.	Calculado	tCO ₂ e/MWh	c	Na validação e anualmente depois do registro	0%	Eletrônico e Papel	Os dados serão arquivados de acordo com os procedimentos internos, a dois anos depois do final do período de créditos.
3. EF _{OM,y}	Fator de emissão de CO ₂ da Margem de Operação da rede.	Fator calculado pela ONS, o gerenciador do sistema elétrico brasileiro.	tCO ₂ e/MWh	c	Na validação e anualmente depois do registro	0%	Eletrônico e Papel	Os dados serão arquivados de acordo com os procedimentos internos, a dois anos depois do final do período de créditos.
4. EF _{BM,y}	Fator de emissão de CO ₂ da Margem em Construção da rede.	Fator calculado pela ONS, o gerenciador do sistema elétrico brasileiro.	tCO ₂ e/MWh	c	Na validação e anualmente depois do registro	0%	Eletrônico e Papel	Os dados serão arquivados de acordo com os procedimentos internos, a dois anos depois do final do período de créditos.
10. λ _y	Fração de tempo em que fontes de baixo custo e despacho obrigatório estão na margem.	Fator calculado pela ONS, o gerenciador do sistema elétrico brasileiro.	index	c	Na validação e anualmente depois do registro	0%	Eletrônico e Papel	Os dados serão arquivados de acordo com os procedimentos internos, a dois anos depois do final do período de créditos.

D.2.1.4. Descrição das fórmulas usadas para estimar as emissões de linha de base (para cada gás, fonte, fórmula/algoritmo, unidades de emissões de CO₂equ.)

$EF_{OM, simple_adjusted, y} = (1 - \lambda_y) \frac{\sum_{i,j} F_{i,j,y} \cdot COEF_{i,j}}{\sum_j GEN_{j,y}} + \lambda_y \frac{\sum_{i,k} F_{i,k,y} \cdot COEF_{i,k}}{\sum_k GEN_{k,y}} \quad (tCO_2e/GWh)$	$F_{i,j(or m),y}$ 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 incluindo importações da rede. $COEF_{i,j(or m),y}$ É o coeficiente de emissão de CO₂ do combustível i (tCO₂ / 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 (or m). $BE_{electricity,y}$ São as emissões de linha de base devidas à substituição de eletricidade durante o ano y em toneladas de CO₂. $w_{OM,y}$ São os pesos dados para a margem em operação (OM) e a margem em construção (BM) no cálculo do fator de emissão. 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. $EF_{electricity,y}$ É o fator de emissão de CO₂ de linha de base para a eletricidade.
$EF_{electricity} = \frac{EF_{OM} + EF_{BM}}{2} \quad (tCO_2e/GWh)$	
$BE_{electricity,y} = EF_{electricity} \cdot EG_y$	

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



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



MDL – Conselho Executivo

página 23

D. 2.2. Opção 2: Monitoramento direto de reduções de emissões da atividade de projeto (os valores devem ser compatíveis com os da seção E).

D.2.2.1. Dados a serem coletados para monitoramento das emissões da atividade de projeto, e como esses dados serão arquivados:

Número de Identificação (use números para facilitar o cruzamento de referências com a tabela D.3)	Variável	Fonte	Unidade	Medidos (m), calculados (c) ou estimados (e)	Frequência do registro	Proporção dos dados a serem monitorados	Como os dados serão arquivados? (eletronicamente/ em papel)	Comentário

D.2.2.2. Descrição das fórmulas usadas para calcular as emissões do projeto (para cada gás, fonte, fórmulas/ algoritmo, unidades de emissão de CO₂equ.):

Deixado em branco intencionalmente.

D.2.3. Tratamento de fugas no plano de monitoramento

D.2.3.1. Se aplicável, descreva as informações e os dados que serão coletados para monitorar os efeitos das fugas da atividade de projeto:

Número de Identificação (use números para facilitar o cruzamento de referências com a tabela D.3)	Variável	Fonte	Unidade	Medidos (m), calculados (c) ou estimados (e)	Frequência do registro	Proporção dos dados a serem monitorados	Como os dados serão arquivados? (eletronicamente / em papel)	Comentário

Deixado em branco intencionalmente.

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



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



MDL – Conselho Executivo

página 24

D.2.3.2. Descrição das fórmulas usadas para estimar as fugas (para cada gás, fonte, fórmulas/algoritmo, unidades de emissões de CO₂equ.):

Deixado em branco intencionalmente.

D.2.4. Descrição das fórmulas usadas para estimar reduções de emissões para a atividade de projeto (para cada gás, fonte, fórmulas/algoritmo, unidades de emissões de CO₂equ.):

$$ER_y = BE_{thermal,y} + BE_{electricity,y} - PE_y - L_y$$

$$BE_{thermal,y} = 0$$

$$PE_y = 0$$

$$L_y = 0$$

$$BE_{electricity,y} = EF_{electricity} \cdot EG_y$$

ER_y: São as reduções de emissão da atividade do projeto, durante o ano y em toneladas de CO₂

BE_{electricity,y}: São as emissões de linha de base devidas ao deslocamento de eletricidade durante o ano y em toneladas de CO₂

BE_{thermal,y}: São as emissões de linha de base devidas á deslocamento de energia térmica durante o ano y em toneladas de CO₂

PE_y: São as emissões do projeto durante o ano y em toneladas de CO₂.

L_y: São as emissões de fuga durante o ano y em toneladas de CO₂.

D.3. Estão sendo realizados procedimentos de controle de qualidade (CQ) e garantia de qualidade (GQ) para os dados monitorados

Dados (Indique a tabela e o número de identificação por ex. 3-1.; 3.2.)	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
10	Baixo	Dados não precisam ser monitorados

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



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



MDL – Conselho Executivo

página 25

D.4 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_y). Há duas operações que os operadores do projeto devem realizar para assegurar a consistência dos dados, apesar do fato que isso consistirá 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 serem 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.5 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 Lucélia, elaborador deste documento e de todo o seu conteúdo.



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

E.1. Estimativa das emissões de gases de efeito estufa por fontes:

Essa atividade de projeto não acarreta queima adicional de combustível fóssil devido à sua implementação. Dessa forma, a variável PE_y , apresentada nessa metodologia, não necessita ser monitorada.

Então, $PE_y = 0$

E.2. Fugas estimadas:

Lucélia não vendia bagaço de cana-de-açúcar antes da implementação do PCBL.
Assim, $L_y = 0$

E.3. A soma dos itens E.1 e E.2 representando as emissões da atividade de projeto:

$L_y + PE_y = 0$

E.4. Estimativa das emissões antrópicas por fontes de gases de efeito estufa da linha de base:

A metodologia de linha de base considera a determinação do fator de emissão da rede na qual a atividade de projeto está conectada como o centro dos dados a serem determinados no cenário da linha de base. No Brasil, há duas redes principais, Sul/Sudeste/Centro-Oeste e Norte/Nordeste, no entanto a rede relevante para este projeto é a Sul/Sudeste/Centro-Oeste.

O método que será escolhido para calcular a Margem de Operação (MO) para o fator de emissão da eletricidade de linha de base será a opção (b) “Simple Adjusted OM”, já que a escolha de preferência (c) “Dispatch Data Analysis OM” enfrentaria a barreira de disponibilidade de dados no Brasil.

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.

Cálculo do “Simple Adjusted Operating Margin Emission Factor” (Margem em Operação)

De acordo com a metodologia, o projeto determina o “Simple Adjusted Operating Margin Emission Factor” ($EF_{OM, \text{simple adjusted}, y}$). Então, a equação seguinte a ser resolvida é:

$$EF_{OM, \text{simple adjusted}, y} = (1 - \lambda_y) \frac{\sum_j F_{i,j,y} \cdot COEF_{i,j}}{\sum_j GEN_{j,y}} + \lambda_y \frac{\sum_{i,k} F_{i,k,y} \cdot COEF_{i,k}}{\sum_k GEN_{k,y}} \quad (\text{tCO}_2\text{e/GWh})$$



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



MDL – Conselho executivo

página 27

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

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

Por favor, refira-se ao texto da metodologia ou às explicações das variáveis mencionadas acima.

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 2002, 2003 e 2004.

Os fatores Lambda foram calculados de acordo com os requisitos da metodologia. Mais informações detalhadas são fornecidas no Anexo 3. A tabela abaixo apresenta esses fatores.

Ano	Lambda
2002	0,5053
2003	0,5312
2004	0,5041

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	275.402.896
2003	288.493.929
2004	297.879.874

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

$$EF_{OM, simple_adjusted, 2002} = (1 - \lambda_{2002}) \frac{\sum_{i,j} F_{i,j,2002} \cdot COEF_{i,j}}{\sum_j GEN_{j,2002}} \therefore EF_{OM, simple_adjusted, 2002} = 0,4207 \text{ tCO}_2\text{/MWh}$$

$$EF_{OM, simple_adjusted, 2003} = (1 - \lambda_{2003}) \frac{\sum_{i,j} F_{i,j,2003} \cdot COEF_{i,j}}{\sum_j GEN_{j,2003}} \therefore EF_{OM, simple_adjusted, 2003} = 0,4397 \text{ tCO}_2\text{/MWh}$$

$$EF_{OM, simple_adjusted, 2004} = (1 - \lambda_{2004}) \frac{\sum_{i,j} F_{i,j,2004} \cdot COEF_{i,j}}{\sum_j GEN_{j,2004}} \therefore EF_{OM, simple_adjusted, 2004} = 0,4327 \text{ tCO}_2\text{/MWh}$$

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



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

$$EF_{OM, simple_adjusted\ 2002-2004} = 0,4310\ tCO_2/MWh$$

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:

$$EF_{BM, 2004} = 0,1045\ tCO_2/MWh$$

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:

$$EF_{electricity, 2002-2004} = 0,5 * 0,4310 + 0,5 * 0,1045 = 0,2677\ tCO_2/MWh$$

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 ($EF_{electricity, 2002-2004}$) pela eletricidade gerada pela atividade do projeto.

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

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

$$BE_{electricity,y} = 0,2677\ tCO_2/MWh \cdot EG_y \text{ (em } tCO_2e)$$

E.5. Diferença entre os itens E.4 e E.3, representando as reduções nas emissões da atividade de projeto:

As reduções de emissões para essa atividade de projeto são:

$$ER = BE_{electricity,y} - (L_y + PE_y) = 0,2677\ tCO_2/MWh \cdot EG_y - 0 \rightarrow ER = 0,2677\ tCO_2/MWh \cdot EG_y$$



E.6. Tabela fornecendo valores obtidos ao se aplicar as fórmulas acima:

Ano	Estimativa das reduções de emissões da atividade do projeto (toneladas de CO ₂ e)	Estimativa das reduções de emissões da linha de base (toneladas de CO ₂ e)	Estimativa da fuga (toneladas de CO ₂ e)	Estimativa das reduções de emissões (toneladas de CO ₂ e)
2002	2.873	0	0	2.873
2003	4.367	0	0	4.367
2004	4.528	0	0	4.528
2005	5.354	0	0	5.354
2006	27.804	0	0	27.804
2007	27.804	0	0	27.804
2008	27.804	0	0	27.804
Total (toneladas de CO ₂ e)	100.534	0	0	100.534

Mais informações detalhadas sobre eletricidade e geração de reduções de emissões são fornecidas no Anexo 3 – Informações de Linha de Base.

SEÇÃO F. Impactos Ambientais

F.1. Documentação sobre a análise dos impactos ambientais, incluindo os impactos transfronteiriços:

Os impactos ambientais possíveis são analisados pela Secretaria de Estado do Meio Ambiente (SMA) através da Companhia de Tecnologia de Saneamento Ambiental (CETESB) – agência ambiental do estado de São Paulo. Lucélia recebeu a Licença de Operação para a Fase 1 do PCBL. Para a Fase 2, Lucélia já enviou o pedido da Licença Prévia Ambiental, e submeteu o Relatório Ambiental Preliminar (RAP) para análise da DAIA, o departamento da SMA responsável por analisar os impactos ambientais provenientes de iniciativas de projetos. DAIA analisou o RAP para a Fase 1 e não fez recomendações, atestando que o projeto estava em total conformidade com seus requisitos.

Não haverá impactos transfronteiriços resultantes do PCBL. Todos os impactos relevantes ocorrem dentro das fronteiras brasileiras e foram mitigados para estar em conformidade com os requisitos ambientais para a implementação do projeto. Além disso, o projeto está conectado com a rede brasileira e o país não



comercializa eletricidade fora de suas fronteiras, significando que nenhuma energia será exportada e dessa forma, PCBL não afetará de forma alguma qualquer país próximo ao Brasil.

F.2. Se os impactos ambientais forem considerados significativos pelos participantes do projeto ou pela Parte anfitriã, forneça as conclusões e todas as referências de apoio à documentação relativa a uma avaliação de impacto ambiental realizada de acordo com os procedimentos, conforme exigido pela Parte anfitriã:

Os impactos do PCBL não são considerados significantes. Eles provêm de atividades (trituração de cana e queima de bagaço) que já estavam no local antes do projeto.

A secretaria do meio-ambiente e a CETESB já analisaram os impactos mais relevantes da atividade de projeto através do RAP (Relatório Ambiental Preliminar) e a emissão da licença de operação atesta que o comprometimento da Lucélia com a legislação ambiental e responsabilidade ambiental.

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, Lucélia convidou diversas organizações e instituições para comentar o projeto de MDL a ser desenvolvido. Cartas¹¹ foram enviadas para os seguintes destinatários:

- Prefeitura do Município de Lucélia - SP;
- Câmara dos Vereadores de Lucélia - SP;
- Ministério Público
- Fórum Brasileiro de ONGs (SP);
- Fórum Brasileiro de ONGs (DF);
- Associação Comunitária dos Moradores do Bairro Jardim América;
- Associação Comunitária Grupo Recreativo dos Idosos;
- Órgão Ambiental Municipal;
- Secretaria de Estado do Meio Ambiente.

Essas cartas foram enviadas e nenhum comentário foi recebido de nenhum dos atores considerados.

Anteriormente às cartas, Lucélia levou ao público a iniciativa de expansão das unidades de cogeração para suprir eletricidade à rede. A companhia publicou anúncios em jornais de cobertura nacional e regional e no jornal oficial do estado de São Paulo.

¹¹ Cópias dos convites estão disponíveis com os Participantes do Projeto.



Inicialmente, em Fevereiro de 2002, Lucélia publicou três anúncios, sendo dois em jornais regionais e o outro em jornal oficial. Nos anúncios, Lucélia declarou que estava solicitando a Licença de Instalação para a Fase 1 do PCBL. Mais tarde, declarou que recebeu a licença e solicitou a Licença de Operação para Fase 1 do PCBL.

Adiante, em Setembro de 2002, a empresa publicou uma chamada para comentários para a Fase 2 do PCBL. Lucélia anunciou que solicitou a Licença Prévia Ambiental para Fase 2 através da submissão de um RAP (Relatório Ambiental Preliminar) a CETESB. Da data que o anúncio foi publicado (21 de Setembro), o público foi convidado a enviar comentários sobre o projeto dentro de um mês.

Mais tarde, em Outubro, Lucélia publicou anúncios declarando que recebeu a licença de operação para a Fase 1 do PCBL.

G.2. Resumo dos comentários recebidos:

Lucélia não recebeu comentários dos atores.

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

Já que nenhum comentário foi recebido, Lucélia prosseguiu com o projeto como inicialmente planejado.



Anexo 1

DADOS PARA CONTATO DOS PARTICIPANTES DA ATIVIDADE DE PROJETO

1.1 Desenvolvedor do projeto responsável pela atividade do projeto de MDL

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



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



MDL – Conselho executivo

página 33

1.2 Companhia anfitriã da atividade do projeto

Organização:	Central de Alcool Lucélia Ltda.
Rua/Cx. Postal:	Estrada Vicinal Paschoal Milton Lentini, km 18 – Bairro Colônia Paulista
Edifício:	
Cidade:	Lucélia
Estado/Região:	SP
CEP:	17780-000
País:	Brazil
Telefone:	+55 (18) 3551 9000
FAX:	+55 (18) 3551 9010
E-Mail:	centralcool@centralcool.com.br
URL:	http://www.centralcool.com.br
Representada por:	
Título:	Mr.
Forma de tratamento:	
Sobrenome:	Neto
Nome do meio:	Antônio
Nome:	Serafim
Departamento:	Administration
Celular:	
FAX direto:	+55 (18) 3551 9010
Tel direto:	+55 (18) 3551 9000
E-Mail:	serafim@centralcool.com.br



Anexo 2

INFORMAÇÕES SOBRE FINANCIAMENTO PÚBLICO

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

Anexo 3

INFORMAÇÕES DE LINHA DE BASE

Informações detalhadas da configuração do sistema de cogeração e energia esperada, assim como as reduções de emissões do projeto:

Projeto de Cogeração com Bagaço Lucélia								
		Primeiro Período de Crédito						
		Fase 1 2002	2003	2004	Fase 2 2005	2006	2007	2008
Projeto de Cogeração	Capacidade Total Instalada (MVA)	19,625	19,625	19,625	19,625	44,625	44,625	44,625
	Capacidade em uso (MVA)	15,0	15,0	15,0	15,0	40,0	40,0	40,0
	Standby (MVA)	4,625	4,625	4,625	4,625	4,625	4,625	4,625
	Capacidade Máxima Explorável (MW)*	13,38	13,38	13,38	13,38	33,12	33,12	33,12
	Capacidade Total para Consumo Interno (MW)	5,60	5,60	5,60	7,36	7,36	7,36	7,36
	Capacidade total de eletricidade excedente (MW)	7,78	7,78	7,78	6,02	25,76	25,76	25,76
	Capacidade contratada de energia firme (MW)	3,00	3,00	3,00	6,02	25,76	25,76	25,76
	Horas de Operação (h)**	1.724	6.042	7.048	4.153	5.040	5.040	5.040
	Fator de Capacidade	0,8	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
	Energia a ser vendida para Enertrade (MWh)***	10.732	16.312	16.915	20.000	103.864	103.864	103.864
	Intensidade de Carbono da Linha de Base (mtCO ₂ /MWh)	0,2677	0,2677	0,2677	0,2677	0,2677	0,2677	0,2677
	Total de reduções de emissões CO ₂ (mtCO ₂ /ano)	2.873	4.367	4.528	5.354	27.804	27.804	27.804
	Total de reduções de emissões CO ₂ - Primeiro Período de Créditos (mtCO ₂)	100.534						

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)¹²:

“... 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 do assim chamado multi-projeto de linha de base:

“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 incontroláveis. 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.

¹² Bosi, M. *An Initial View on Methodologies for Emission Baselines: Electricity Generation Case Study*. Agência Internacional de Energia. Paris, 2000.



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

MDL – Conselho executivo

página 36

As metodologias aprovadas AM0015 e ACM0002 pedem 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 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.

Na tentativa de incluir todas as fontes de geração, os desenvolvedores do projeto consideraram a opção de pesquisar por dados disponíveis, mas não oficiais para suprimir a lacuna existente. A solução encontrada foi a base de dados da Agência Internacional de Energia (AIE) criada para executar o estudo “Testes de Caminhos de Linhas de Base para Projetos de Mitigação de Gases de Efeito Estufa no Setor de Energia Elétrica”, publicado em Outubro de 2002. Ao fundir os dados da ONS com os dados da AIE em uma planilha eletrônica, os proponentes do projeto tiveram a possibilidade de considerar todas as fontes de geração conectadas a redes relevantes para determinara o fator de emissão. O fator de emissão calculado foi mais conservador ao considerar apenas os dados da ONS, como é mostrada na tabela abaixo a margem de construção em ambos os casos.



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



MDL – Conselho executivo

página 37

Margem de Construção com fusão de dados da
AIE/ONS (tCO₂/MWh)

0,205

Margem de Construção com dados da ONS
(tCO₂/MWh)

0,1045

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 usinas de combustível fóssil também foram retiradas da redação da AIE. Isso foi feito considerando a falta de mais informações detalhadas sobre essas informações de fontes públicas, confiáveis e acreditáveis.

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 apenas 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 melhor do nosso conhecimento, não há reforma/modernização de usinas de geração mais antigas no período analisado (2002 a 2004). Por essa razão, os participantes do projeto consideraram a aplicação desse número não apenas razoável, mas a melhor opção disponível.

Os dados de despacho horário reunidos mais recentemente recebidos pela ONS foram usados para determinar o fator lambda para cada um dos anos de dados disponíveis (2002, 2003 e 2004). A geração de baixo custo e despacho obrigatório foi determinada como a geração total menos a geração das plantas de geração térmica por combustível fóssil, esta última determinada por dados diários de despacho fornecidos pela ONS. Toda essa informação foi disponibilizada aos validadores e extensivamente discutida com eles, de maneira a tornar todos os pontos claros.

Nas páginas seguintes, um resumo das análises é fornecido. Primeiro, a tabela com as 130 plantas de despacho pela ONS é fornecida. Depois, uma tabela com as conclusões resumidas das análises, com o cálculo do fator de emissão mostrado. Finalmente, as curvas de duração de carga do sistema S/SE/CO são apresentadas.



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

MDL – Conselho executivo

página 38

Plantas de Despacho da ONS

Subsystem*	Foot source**	Downer plant	Operation start (Y.Y.)	Installed capacity (MW) (1)	Fossil fuel efficiency (%) (2)	Carbon emission factor (CO2/g) (3)	Fraction carbon oxidized (%)	Emission factor (CO2/MWh) (4)
1	S-SE-00	H	Janeiro	121.5	1	0.0	0.0%	0.000
2	S-SE-00	H	Guaporé	120.0	1	0.0	0.0%	0.000
3	S-SE-00	G	Tiês Lagoon	75.0	0.3	15.3	99.5%	0.020
4	S-SE-00	H	Furnil (MG)	100.0	1	0.0	0.0%	0.000
5	S-SE-00	H	Angico I	156.1	1	0.0	0.0%	0.000
6	S-SE-00	G	Ananias	497.5	0.3	15.3	99.5%	0.020
7	S-SE-00	G	Canas	103.6	0.3	15.3	99.5%	0.020
8	S-SE-00	H	Itaipu	81.0	1	0.0	0.0%	0.000
9	S-SE-00	G	Rioa Pôrto Alegre	304.9	0.3	15.3	99.5%	0.020
10	S-SE-00	G	PCT COBEN	5.0	0.3	20.7	99.0%	0.002
11	S-SE-00	H	Rosol	56.0	1	0.0	0.0%	0.000
12	S-SE-00	G	Angico	226.0	0.3	15.3	99.5%	0.020
13	S-SE-00	H	Canas II	46.9	1	0.0	0.0%	0.000
14	S-SE-00	H	São Clara	69.0	1	0.0	0.0%	0.000
15	S-SE-00	G	João de Faria	1,140.0	1	0.0	0.0%	0.000
16	S-SE-00	G	Macacá	87.4	0.28	16.3	99.0%	0.020
17	S-SE-00	G	Lagoado (Angico, up. 400000)	802.5	1	0.0	0.0%	0.000
18	S-SE-00	G	Chimbalá	112.0	0.24	15.3	99.5%	0.020
19	S-SE-00	H	Porto Estrela	112.0	1	0.0	0.0%	0.000
20	S-SE-00	G	Guatá (Mato Grosso)	252.2	0.3	15.3	99.5%	0.020
21	S-SE-00	G	W. Aguiar	194.0	0.35	15.3	99.5%	0.020
22	S-SE-00	G	Uruapan	439.8	0.45	15.3	99.5%	0.020
23	S-SE-00	H	S. Carlos	1,240.0	1	0.0	0.0%	0.000
24	S-SE-00	H	Canas I	87.5	1	0.0	0.0%	0.000
25	S-SE-00	H	Canas II	72.0	1	0.0	0.0%	0.000
26	S-SE-00	H	Itaipu	240.0	1	0.0	0.0%	0.000
27	S-SE-00	H	Porto Primavera	1,460.0	1	0.0	0.0%	0.000
28	S-SE-00	G	Guatá (Mato Grosso)	252.2	0.27	20.7	99.0%	0.002
29	S-SE-00	H	Sabon	81.0	1	0.0	0.0%	0.000
30	S-SE-00	H	PCH EMAE	26.0	1	0.0	0.0%	0.000
31	S-SE-00	H	PCH CREE	26.0	1	0.0	0.0%	0.000
32	S-SE-00	H	PCH GUARÁ	43.0	1	0.0	0.0%	0.000
33	S-SE-00	H	PCH ESCOLA	62.0	1	0.0	0.0%	0.000
34	S-SE-00	H	PCH CELESC	62.0	1	0.0	0.0%	0.000
35	S-SE-00	H	PCH CEMAT	145.0	1	0.0	0.0%	0.000
36	S-SE-00	H	PCH CELG	59.0	1	0.0	0.0%	0.000
37	S-SE-00	H	PCH CERN	70.0	1	0.0	0.0%	0.000
38	S-SE-00	H	PCH CERN	70.0	1	0.0	0.0%	0.000
39	S-SE-00	H	PCH CERN	70.0	1	0.0	0.0%	0.000
40	S-SE-00	H	PCH CERN	70.0	1	0.0	0.0%	0.000
41	S-SE-00	H	PCH CERN	70.0	1	0.0	0.0%	0.000
42	S-SE-00	H	PCH CERN	70.0	1	0.0	0.0%	0.000
43	S-SE-00	H	PCH CERN	70.0	1	0.0	0.0%	0.000
44	S-SE-00	H	PCH CERN	70.0	1	0.0	0.0%	0.000
45	S-SE-00	H	PCH CERN	70.0	1	0.0	0.0%	0.000
46	S-SE-00	H	PCH CERN	70.0	1	0.0	0.0%	0.000
47	S-SE-00	H	PCH CERN	70.0	1	0.0	0.0%	0.000
48	S-SE-00	H	PCH CERN	70.0	1	0.0	0.0%	0.000
49	S-SE-00	H	PCH CERN	70.0	1	0.0	0.0%	0.000
50	S-SE-00	H	PCH CERN	70.0	1	0.0	0.0%	0.000
51	S-SE-00	H	PCH CERN	70.0	1	0.0	0.0%	0.000
52	S-SE-00	H	PCH CERN	70.0	1	0.0	0.0%	0.000
53	S-SE-00	H	PCH CERN	70.0	1	0.0	0.0%	0.000
54	S-SE-00	H	PCH CERN	70.0	1	0.0	0.0%	0.000
55	S-SE-00	H	PCH CERN	70.0	1	0.0	0.0%	0.000
56	S-SE-00	H	PCH CERN	70.0	1	0.0	0.0%	0.000
57	S-SE-00	H	PCH CERN	70.0	1	0.0	0.0%	0.000
58	S-SE-00	H	PCH CERN	70.0	1	0.0	0.0%	0.000
59	S-SE-00	H	PCH CERN	70.0	1	0.0	0.0%	0.000
60	S-SE-00	H	PCH CERN	70.0	1	0.0	0.0%	0.000
61	S-SE-00	H	PCH CERN	70.0	1	0.0	0.0%	0.000
62	S-SE-00	H	PCH CERN	70.0	1	0.0	0.0%	0.000
63	S-SE-00	H	PCH CERN	70.0	1	0.0	0.0%	0.000
64	S-SE-00	H	PCH CERN	70.0	1	0.0	0.0%	0.000
65	S-SE-00	H	PCH CERN	70.0	1	0.0	0.0%	0.000
66	S-SE-00	H	PCH CERN	70.0	1	0.0	0.0%	0.000
67	S-SE-00	H	PCH CERN	70.0	1	0.0	0.0%	0.000
68	S-SE-00	H	PCH CERN	70.0	1	0.0	0.0%	0.000
69	S-SE-00	H	PCH CERN	70.0	1	0.0	0.0%	0.000
70	S-SE-00	H	PCH CERN	70.0	1	0.0	0.0%	0.000
71	S-SE-00	H	PCH CERN	70.0	1	0.0	0.0%	0.000
72	S-SE-00	H	PCH CERN	70.0	1	0.0	0.0%	0.000
73	S-SE-00	H	PCH CERN	70.0	1	0.0	0.0%	0.000
74	S-SE-00	H	PCH CERN	70.0	1	0.0	0.0%	0.000
75	S-SE-00	H	PCH CERN	70.0	1	0.0	0.0%	0.000
76	S-SE-00	H	PCH CERN	70.0	1	0.0	0.0%	0.000
77	S-SE-00	H	PCH CERN	70.0	1	0.0	0.0%	0.000
78	S-SE-00	H	PCH CERN	70.0	1	0.0	0.0%	0.000
79	S-SE-00	H	PCH CERN	70.0	1	0.0	0.0%	0.000
80	S-SE-00	H	PCH CERN	70.0	1	0.0	0.0%	0.000
81	S-SE-00	H	PCH CERN	70.0	1	0.0	0.0%	0.000
82	S-SE-00	H	PCH CERN	70.0	1	0.0	0.0%	0.000
83	S-SE-00	H	PCH CERN	70.0	1	0.0	0.0%	0.000
84	S-SE-00	H	PCH CERN	70.0	1	0.0	0.0%	0.000
85	S-SE-00	H	PCH CERN	70.0	1	0.0	0.0%	0.000
86	S-SE-00	H	PCH CERN	70.0	1	0.0	0.0%	0.000
87	S-SE-00	H	PCH CERN	70.0	1	0.0	0.0%	0.000
88	S-SE-00	H	PCH CERN	70.0	1	0.0	0.0%	0.000
89	S-SE-00	H	PCH CERN	70.0	1	0.0	0.0%	0.000
90	S-SE-00	H	PCH CERN	70.0	1	0.0	0.0%	0.000
91	S-SE-00	H	PCH CERN	70.0	1	0.0	0.0%	0.000
92	S-SE-00	H	PCH CERN	70.0	1	0.0	0.0%	0.000
93	S-SE-00	H	PCH CERN	70.0	1	0.0	0.0%	0.000
94	S-SE-00	H	PCH CERN	70.0	1	0.0	0.0%	0.000
95	S-SE-00	H	PCH CERN	70.0	1	0.0	0.0%	0.000
96	S-SE-00	H	PCH CERN	70.0	1	0.0	0.0%	0.000
97	S-SE-00	H	PCH CERN	70.0	1	0.0	0.0%	0.000
98	S-SE-00	H	PCH CERN	70.0	1	0.0	0.0%	0.000
99	S-SE-00	H	PCH CERN	70.0	1	0.0	0.0%	0.000
100	S-SE-00	H	PCH CERN	70.0	1	0.0	0.0%	0.000
101	S-SE-00	H	PCH CERN	70.0	1	0.0	0.0%	0.000
102	S-SE-00	H	PCH CERN	70.0	1	0.0	0.0%	0.000
103	S-SE-00	H	PCH CERN	70.0	1	0.0	0.0%	0.000
104	S-SE-00	H	PCH CERN	70.0	1	0.0	0.0%	0.000
105	S-SE-00	H	PCH CERN	70.0	1	0.0	0.0%	0.000
106	S-SE-00	H	PCH CERN	70.0	1	0.0	0.0%	0.000
107	S-SE-00	H	PCH CERN	70.0	1	0.0	0.0%	0.000
108	S-SE-00	H	PCH CERN	70.0	1	0.0	0.0%	0.000
109	S-SE-00	H	PCH CERN	70.0	1	0.0	0.0%	0.000
110	S-SE-00	H	PCH CERN	70.0	1	0.0	0.0%	0.000
111	S-SE-00	H	PCH CERN	70.0	1	0.0	0.0%	0.000
112	S-SE-00	H	PCH CERN	70.0	1	0.0	0.0%	0.000
113	S-SE-00	H	PCH CERN	70.0	1	0.0	0.0%	0.000
114	S-SE-00	H	PCH CERN	70.0	1	0.0	0.0%	0.000
115	S-SE-00	H	PCH CERN	70.0	1	0.0	0.0%	0.000
116	S-SE-00	H	PCH CERN	70.0	1	0.0	0.0%	0.000
117	S-SE-00	H	PCH CERN	70.0	1	0.0	0.0%	0.000
118	S-SE-00	H	PCH CERN	70.0	1	0.0	0.0%	0.000
119	S-SE-00	H	PCH CERN	70.0	1	0.0	0.0%	0.000
120	S-SE-00	H	PCH CERN	70.0	1	0.0	0.0%	0.000
121	S-SE-00	H	PCH CERN	70.0	1	0.0	0.0%	0.000
122	S-SE-00	H	PCH CERN	70.0	1	0.0	0.0%	0.000

Total (MW) = 64,478.8

* Subsystem: S=small, SE=small, Southeast, Midwest
** Foot source: G=hydroelectric, H=thermal, C=combined cycle, F=fossil, N=nuclear, O=other, R=renewable
(1) Installed capacity (MW) (1) = Gross (MW) (1) x (1 - 0.01 x (MW) (1) / 1000) (1)
(2) Fossil fuel efficiency (%) (2) = 100 - (0.01 x (MW) (1) / 1000) (2)
(3) Carbon emission factor (CO2/g) (3) = 15.3 (3)
(4) Emission factor (CO2/MWh) (4) = 0.020 (4)
* Operação Nacional do Sistema Elétrico. Centro Nacional de Operação do Sistema Elétrico (CNS) (operational from Jan. 1, 2001 to Dec. 31, 2000).
* Agência Nacional de Energia Elétrica. Sistema Nacional de Operação do Sistema Elétrico (SNO) (operational from Jan. 1, 2001 to Dec. 31, 2000).



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

MDL – Conselho executivo

página 39

Tabela Resumo

Fatores de emissão para o sistema Interligado Sul-Sudeste-Centro-oeste				
Linha de base (incluindo importação)		EF_{OM} [tCO ₂ /MWh]	Carga [MWh]	LCMR [GWh]
2002		0,8504	275.402.896	258.720
2003		0,8378	285.483.929	274.649
2004		0,8726	297.879.874	284.748
Total (2001-2003) =			861.776.699	818.118
		$EF_{OM, simples-ajustada}$ [tCO ₂ /MWh]	$EF_{BM, 2004}$	Importações [MWh]
		0,8310	0,1045	1.607.395
		Pesos alternativos	Pesos padrão	456.686
		$W_{OM} = 0,75$	$W_{OM} = 0,5$	1.462.275
		$W_{BM} = 0,25$	$W_{BM} = 0,5$	3.535.256
		EF_{CH} [tCO ₂ /MWh]	Padrão EF_{OM} [tCO ₂ /MWh]	Lambda
		0,3494	0,2677	λ_{2002}
				0,5053
				λ_{2003}
				0,5312
				λ_{2004}
				0,5041

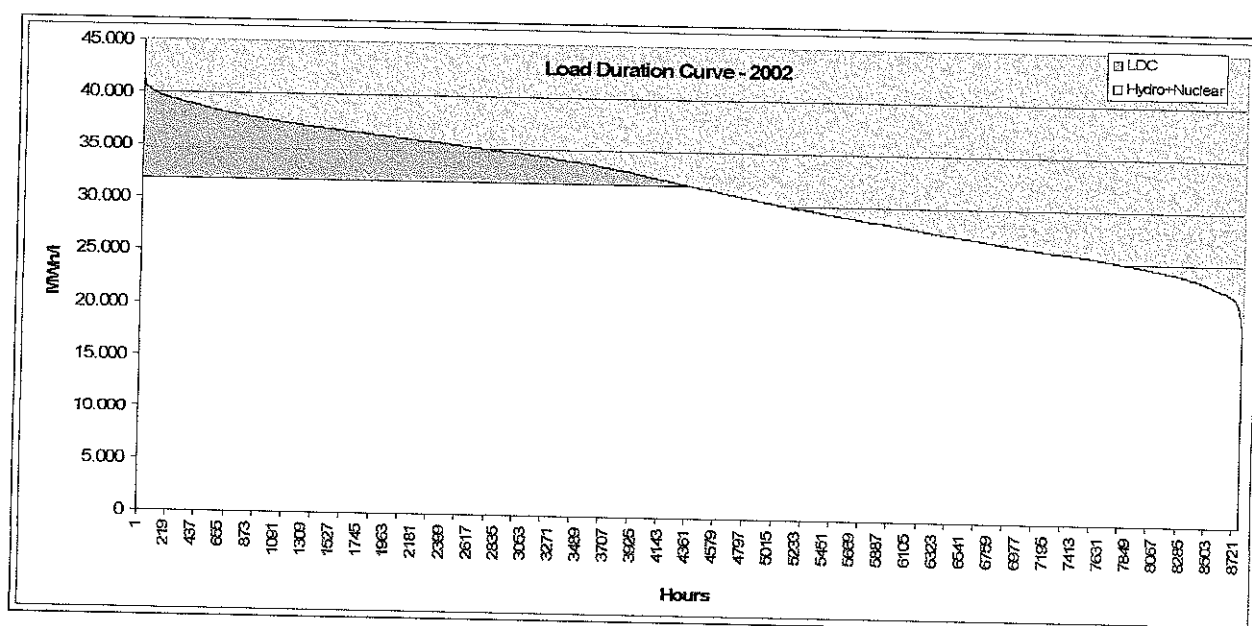


Figura 4: Curva de duração de Carga para o sistema S/SE/CO, 2002

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

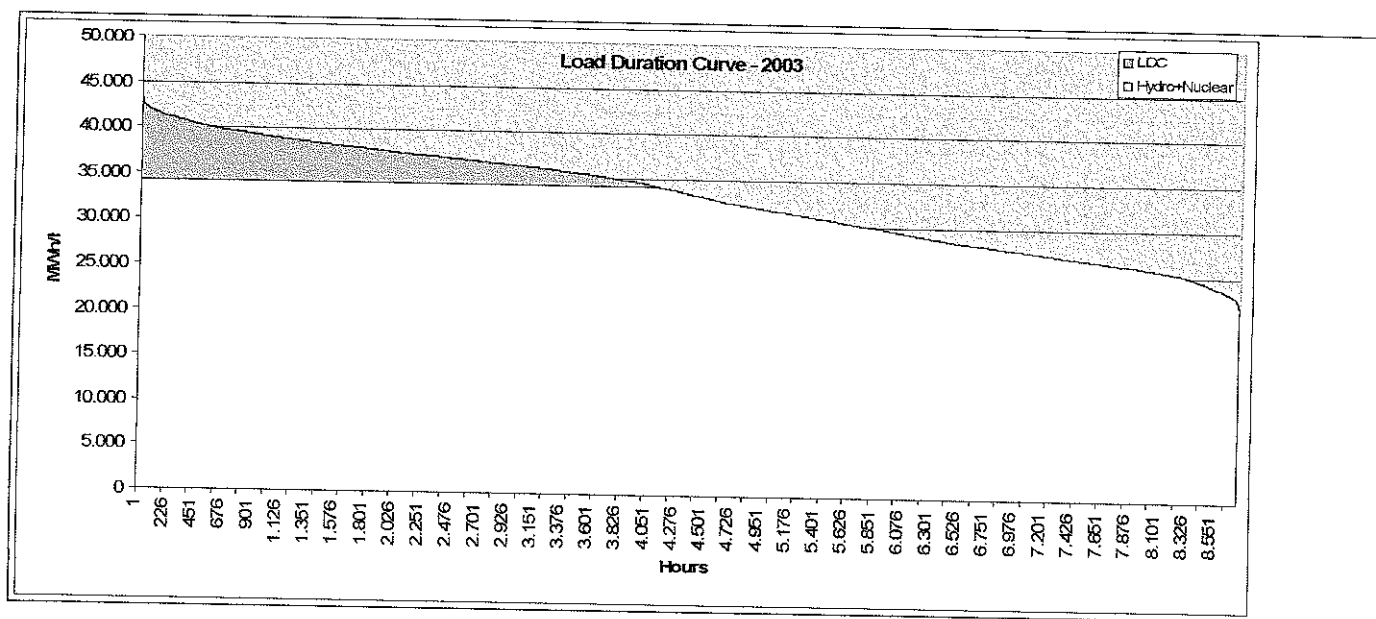


Figura 5: Curva de duração de Carga para o sistema S/SE/CO, 2003

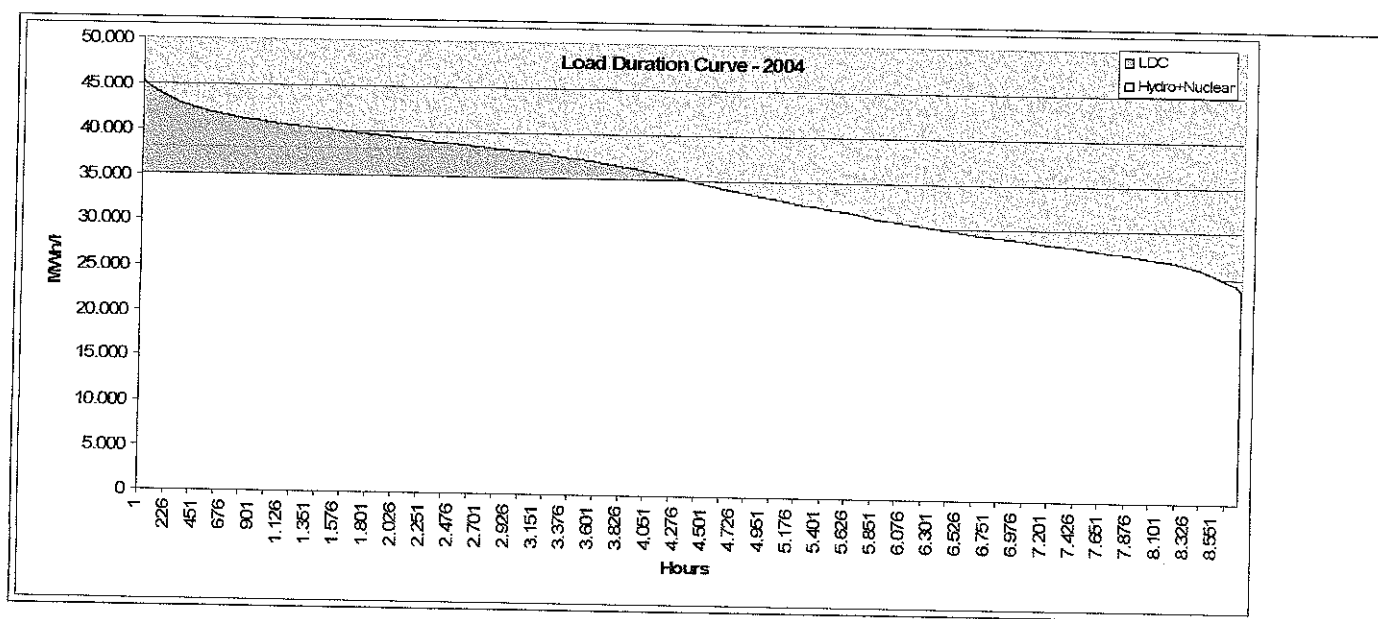


Figura 6: Curva de duração de Carga para o sistema S/SE/CO, 2004

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



Anexo 4

PLANO DE MONITORAMENTO

De acordo com a seção D deste documento, a única variável a ser monitorada nesta atividade de projeto é a quantidade de energia despachada a rede, desde 2002 até o término do último período de obtenção de créditos. Já que nem fuga ou alteração de emissões na rede foi identificada nessa atividade de projeto, não há necessidade de monitorar as variáveis para esses casos. O monitoramento será feito da seguinte maneira:

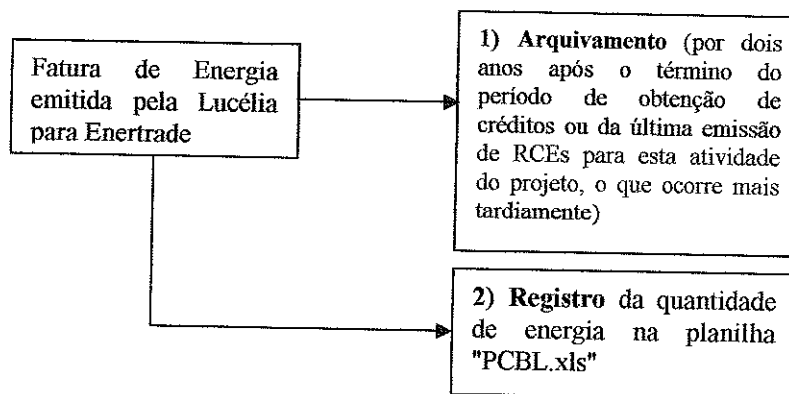


Figura 7: Procedimentos de monitoramento para Lucélia

A quantidade de energia despachada para a rede será monitorada através da fatura de energia emitida pela Lucélia para Enertrade, 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 "PCBL.xls", que deve ser instrumento de verificação futura.

Faturas de pagamentos são arquivadas pelo departamento de contabilidade da usina, já que devem ser arquivadas por motivos de impostos. A legislação brasileira exige que esses documentos sejam arquivados por, pelo menos, um período de 5 anos. Considerando que há um projeto de MDL associado com a geração de eletricidade, a fatura será arquivada por dois anos após o término do período de obtenção de créditos.



**CLEAN DEVELOPMENT MECHANISM
PROJECT DESIGN DOCUMENT FORM (CDM-PDD)
(Version 02 - in effect as of: 1 July 2004)**

CONTENTS

- A. General description of project activity
- B. Application of a baseline methodology
- C. Duration of the project activity / Crediting period
- D. Application of a monitoring methodology and plan
- E. Estimation of GHG emissions by sources
- F. Environmental impacts
- G. Stakeholders' comments

Annexes

- Annex 1: Contact information on participants in the project activity
- Annex 2: Information regarding public funding
- Annex 3: Baseline information
- Annex 4: Monitoring plan

**SECTION A. General description of project activity****A.1 Title of the project activity:**

Lucélia Bagasse Cogeneration Project (LBCP).

Version 2 B

Date of the document: December 02nd, 2005.

The only changes made to this version of the PDD compared to the PDD version Rev.1 dated 15/08/2005 referred to in the letter of approval of the DNA of Brazil are related to the recalculation of the build margin emission factor with the plant efficiencies recommended by the CDM Executive Board at its 22nd meeting.

A.2. Description of the project activity:

This project activity consists of increasing efficiency in the bagasse (a renewable fuel source, residue from sugarcane processing) cogeneration facility at **Central de Álcool Lucélia Ltda** (Lucélia), a Brazilian sugar mill. With the implementation of this project, the mill is able to sell electricity to the national grid, avoiding the dispatch of same amount of energy produced by fossil-fuelled thermal plants to that grid. By that, the initiative avoids CO₂ emissions, also contributing to the regional and national sustainable development.

By investing to increase in steam efficiency in the sugar and alcohol production and increase in the efficiency of burning the bagasse (more efficient boilers), Lucélia generates surplus steam and uses it exclusively for electricity production (through turbo-generators).

The sponsors of the LBCP are convinced that bagasse cogeneration is a sustainable source of energy that brings not only advantages for mitigating global warming, but also creates a sustainable competitive advantage for the agricultural production in the sugarcane industry in Brazil. Using the available natural resources in a more efficient way, the Lucélia project activity helps to enhance the consumption of renewable energy. Besides that, it is used to demonstrate the feasibility of electricity generation as a side-business source of revenue for the sugar industry. It is worthy to highlight that out of approximately 320 sugar mills in Brazil, the great majority, produces energy for on-site use only, and not for grid supply, which is mainly due to the low-efficiency of the cogeneration equipment installed on those sugar mills.

Furthermore, bagasse cogeneration also plays an important role on the country's economic development, as Brazil's sugarcane-based industry provides for approximately 1 million jobs and represents one of the major agribusiness products within the trade balance of the country. The Brazilian heavy industry has developed the technology to supply the sugarcane industry with equipments to provide expansion for the cogeneration. Therefore such heavy industry development also helps the country to create jobs and achieve sustainable development.

Bagasse cogeneration is important for the energy strategy of the country. Cogeneration is an alternative that allows postponing the installation and/or dispatch of electricity produced by fossil-fuelled generation utilities.



The sale of the CERs generated by the project will boost the attractiveness of bagasse cogeneration projects, helping to increase the production of this energy and decrease dependency on fossil fuel.

Lucélia also believes that sustainable development will be achieved not only by the implementation of a renewable energy production facility, but also by carrying out activities which corresponds to the company social and environmental responsibilities, as described below:

Social Contribution

Lucélia is an important job creator. The total number of direct employees at Lucélia was 1.850 directly during the 2002/2003 harvest season and many others benefited indirectly from the company's activities. One can say that Lucélia is one of the most important job creators in the city of 18.000 people where the company is located.

Lucélia plays also an unique role towards a better social environment. Aware of its responsibility with the employees, their families, and the communities in its range of action, Lucélia has designed many programs and initiatives in an attempt to improve those people's quality of life. Such measures include:

- Healthy child program: developed with collaboration of Ana Maria Javouhey kinder garden. The project aims at clarifying the aspects relating to children's health and nutrition, and also provides orientation regarding teeth care. The program includes also donation of material, food, medicines and cultural visits sponsored by Lucélia;
- APAE project: APAE stands for *Associação de Pais e Amigos dos Excepcionais*, an organization for people with Down Syndrome. The company works with APAE in the municipality of Lucélia, providing incentives for cultural formation, integration and leisure. The company also donates school material, toys, medicines and provides cultural visits. Lucélia also promotes sports activities for APAE in the company's club. The final objective of this initiative is to promote the integration of children with this problem;
- Program of Social Integration: The program was set up with the idea of providing information and clarification in the areas of health and family planning, towards children between 10 and 15 years old, and counts on the collaboration of Lucélia's employees;
- Lucélia contributed also with administrative issues in the municipality of Lucélia, donating computers to the department in charge of organizing activities for children and youngsters;
- The company invited employees with obesity, diabetes or hypertension to join a program to learn how to fight those diseases/problems, including sport activities and eating habits;
- Lucélia has set a "Soup House", which serves soup during weekends to poor families, helping more than 200 of them;
- The "Projeto Futuro", providing social, cultural, leisure and professional formation activities for children and youngsters who are employees siblings, between 10 and 15 years old;



- AFUCAL, the association of Lucélia's employees, which is the club and leisure area the company provides its employees, including a gym which is also open to the community;
- São Vicente de Paula shelter is a place for old people in the municipality of Lucélia which also counts on donations and support from Central de Álcool Lucélia. The company donates medicines, food, and provides cultural visits and leisure to the people living there.
- General assistance, including medical assistance, odontological assistance, subsidies to school fees, subsidies to medicines, extra-food for the sugarcane harvesters;
- The "João-de-Barro" project helps employees repair their house, providing people to perform the repairing;
- Job training;
- A lodge in the surroundings of Aguapeí river, to be used by the employees and their families in special occasions such as weddings, birthdays, baptisms;
- Labor health, including light gymnastics before the working day and information about lesions due to repetitive efforts;
- Transportation to courses in surrounding municipalities;
- Ambulances, to transport employees and their relatives to more equipped cities, in case of necessity;
- Restaurant situated in the company's site, open 24 hours a day to serve the employees.

Besides all these, Lucélia takes other social attitudes, such as health campaigns, donation of money and food to churches in the communities around the company, donation of toys to poor children, donation of medicines to poor families, donation of literature books to a state school, donation of sugar for the hunger committee in the municipality of Lucélia, and donations to the Cancer Hospital in Jaú, a nearby municipality.

All these numerous initiatives show the importance of Lucélia not only to its employees, but also to the communities surrounding the company. And due to its practices towards children's care, Lucélia has been awarded the Fundação ABRINQ (Brazilian toys manufacturers' association) certificate.

Environmental Contribution

Besides reducing the GHG emissions by the construction of its projects, Lucélia has also been developing its Environmental Management System and the following environmental programs are being executed:

The company has set a program to improve the natural area and the landscape in the region where it actuates, producing 130 thousand seedlings annually to grow vegetation of native and exotic plant species. Currently, 75,5 ha or 126.000 trees have been planted.



Increasing the company's annual revenues due to CERs commercialization adds substantial value to direct employees of the firm, their families and local community.

A.3. Project participants:

Name of Party involved (*) ((host) indicates a host Party)	Private and/or public entity(ies) project participants (*) (as applicable)	Kindly indicate if the Party involved wishes to be considered as project participant (Yes/No)
Brazil (host)	• Private entity Central de Álcool Lucélia Ltda. • Private entity Econergy Brasil Ltda.	No
(*) In accordance with the CDM modalities and procedures, at the time of making the CDM-PDD public at the stage of validation, a Party involved may or may not have provided its approval. At the time of requesting registration, the approval by the Party(ies) involved is required.		

A.4. Technical description of the project activity:**A.4.1. Location of the project activity:****A.4.1.1. Host Party(ies):**

Brazil

A.4.1.2. Region/State/Province etc.:

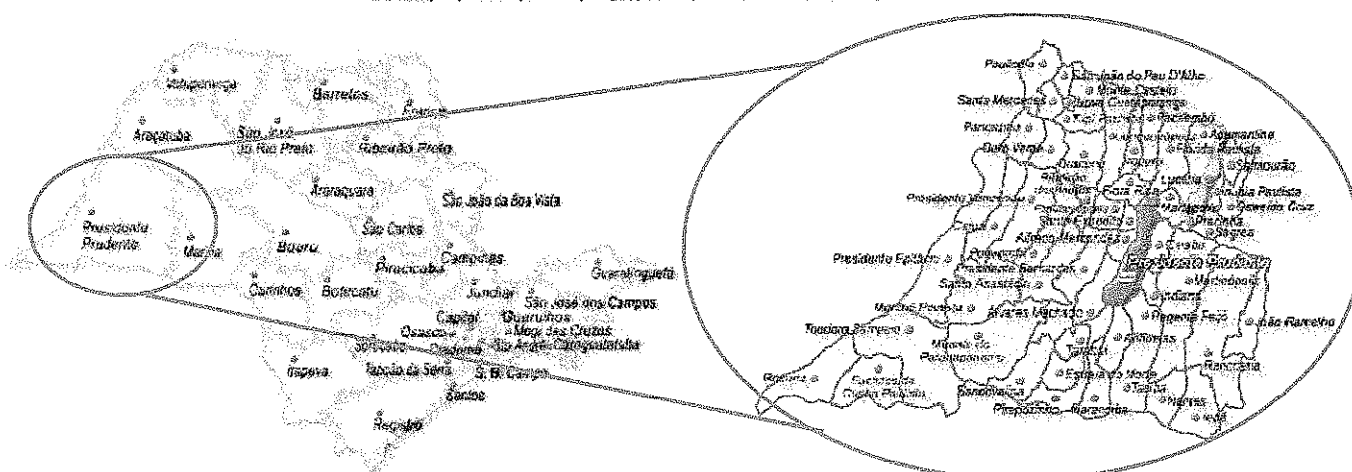
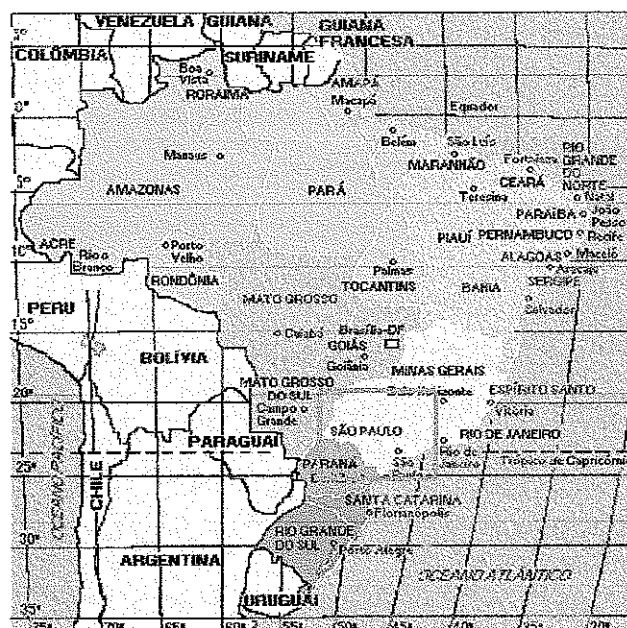
São Paulo

A.4.1.3. City/Town/Community etc:

Lucélia

A.4.1.4. Detail of physical location, including information allowing the unique identification of this project activity (maximum one page):

The overview of the Lucélia plant, where LBCP project activity is located, is shown in Figure 1.



Source: Elaborated from SEBRAE-SP¹

Figure 1: Geographical position of the city of Lucélia, in light green.

A.4.2. Category(ies) of project activity:

Sectorial Scope: 1-Energy industries (renewable - / non-renewable sources)

¹ <http://www.sebraesp.com.br/>



The predominant technology in all parts of the world today for generating megawatt (MW) levels of electricity from biomass is the steam-Rankine cycle, which consists of direct combustion of biomass in a boiler to generate steam, which is then expanded through a turbine. Most steam cycle plants are located at industrial sites, where the waste heat from the steam turbine is recovered and used for meeting industrial process heat needs. Such combined heat and power (CHP), or cogeneration, systems provide greater levels of energy services per unit of biomass consumed than systems that generate electric power only.

The steam-Rankine cycle involves heating pressurized water, with the resulting steam expanding to drive a turbine-generator, and then condensing back to water for partial or full recycling to the boiler. A heat exchanger is used in some cases to recover heat from flue gases to preheat combustion air, and a de-aerator must be used to remove dissolved oxygen from water before it enters the boiler.

Steam turbines are designed as either "backpressure" or "condensing" turbines. CHP applications typically employ backpressure turbines, wherein steam expands to a pressure that is still substantially above ambient pressure. It leaves the turbine still as a vapour and is sent to satisfy industrial heating needs, where it condenses back to water. It is then partially or fully returned to the boiler. Alternatively, if process steam demands can be met using only a portion of the available steam, a condensing-extraction steam turbine (CEST) might be used. This design includes the capability for some steam to be extracted at one or more points along the expansion path for meeting process needs (Figure 2). Steam that is not extracted continues to expand to sub-atmospheric pressures, thereby increasing the amount of electricity generated per unit of steam compared to the backpressure turbine. The non-extracted steam is converted back to liquid water in a condenser that utilizes ambient air and/or a cold water source as the coolant².

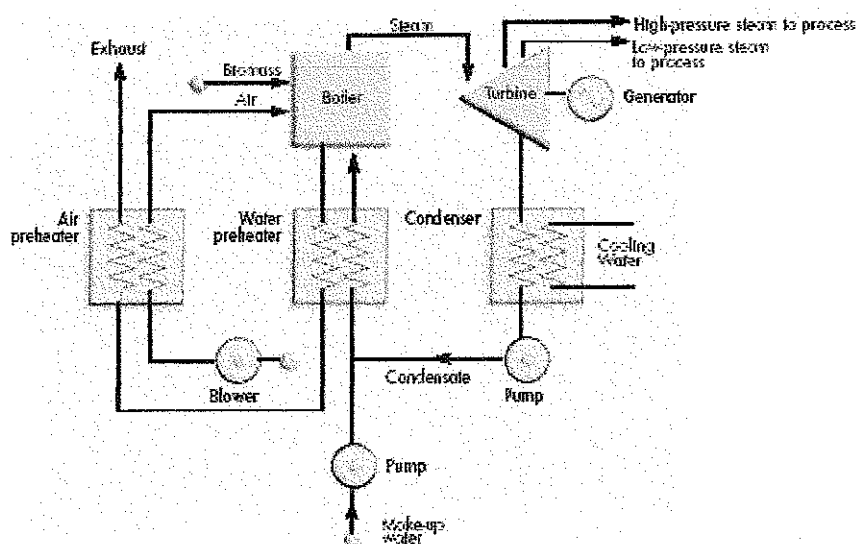


Figure 2: Schematic diagram of a biomass-fired steam-Rankine cycle for cogeneration using a condensing-extraction steam turbine

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



The steam-Rankine cycle uses different boiler designs, depending on the scale of the facility and the characteristics of the fuel being used. The initial pressure and temperature of the steam, together with the pressure to which it is expanded, determine the amount of electricity that can be generated per kilogram of steam. In general, the higher the peak pressure and temperature of the steam, the more efficient, sophisticated, and costly the cycle is.

Using steam-Rankine cycle as the basic technology of its cogeneration system, for achieving an increasing amount of surplus electricity to be generated, Lucélia began its efforts in two phases, which are:

► **Phase 1 (2002):** A 12 MW backpressure turbo-generator was installed, along with a refurbishment of a 23 bar boiler to 44 bar. In this phase, also, a 1,2 MW and a 2,5 MW turbo-generators were put on stand-by, reaching a total capacity of 15,7 MW.

► **Phase 2 (2006):** Lucélia will install a 20 MW condensing-type turbo-generator and a 65 bar boiler, putting a 23 bar boiler on stand-by, therefore reaching a total capacity of 35,7 MW.

Moreover, the technology for expanding the electricity availability from biomass in the sugar industry is, for the local utility companies, an advantage, as the baseload for the utilities in Brazil is supported mainly with hydro-generation and the Sugar Mill, coincidentally, supplies electricity during the dry season.

Further, as bagasse cogeneration requires a constant bagasse supply to the sugar mill's boilers. If there is an interruption in bagasse supply, for example due to an interruption in sugarcane supply to the mill, the boilers would not be able to produce the steam required by both the sugar/ethanol production process and the power-generation. Therefore, in order to avoid power-generation interruptions, the cogeneration expansion plan in LBCP includes investments in the sugar/ethanol production process that reduce the steam consumption in the sugar and ethanol production processes. This fine-tune improvement is necessary in order to drive as much steam as possible to the cogeneration project. Consequently, the greater the quantity of electricity production, the higher the investment per MWh produced is sought.

Table 1 shows how Lucélia's cogeneration infrastructure will be updated according to LBCP phases.

Table 1: Cogeneration equipment upgrades

	Active/Activating		Standby by
Before the Expansion Plan (Until 2001)	One 1,2 MW and one 2,5 MW backpressure turbo generators		
	Two 23 bar boilers		



Phase 1 2002	One 12 MW backpressure turbo generator		One 1,2 MW and one 2,5 MW backpressure turbo generators
	One 44 bar boiler (refurbished from a 23 bar one)	One 23 bar boiler	
Phase 2 2006	One 20 MW condensing-type turbo generator	One 12 MW backpressure turbo generator	One 1,2 MW and one 2.5 MW backpressure turbo generators
	One 65 bar boiler	One 44 bar boiler (refurbished from a 23 bar one)	One 23 bar boiler

Figure 3 provides an energy diagram for Lucélia, in order to provide a picture of how the energy is distributed through the mill and the path from biomass energy to electric power.

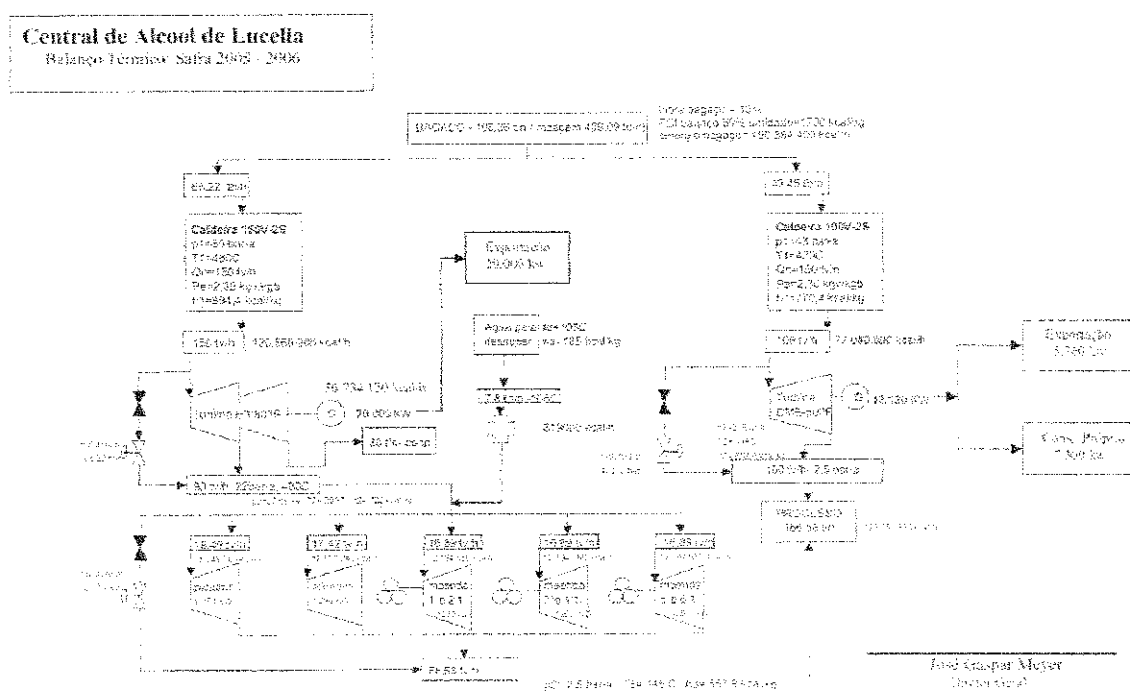


Figure 3: Lucélia's Energy Balance Diagram for LBCP Phase 2



A.4.4. Brief explanation of how the anthropogenic emissions of anthropogenic greenhouse gas (GHGs) by sources are to be reduced by the proposed CDM project activity, including why the emission reductions would not occur in the absence of the proposed project activity, taking into account national and/or sectoral policies and circumstances:

By dispatching renewable electricity to a grid, electricity that would otherwise be produced using fossil fuel is displaced. This electricity displacement will occur at the system's margin, i.e. this CDM project will displace electricity that is produced by marginal sources (mainly fossil fueled thermal plants) which have higher electricity dispatching costs and are solicited only over the hours that baseload sources (low-cost or must-run sources) cannot supply the grid (due to higher marginal dispatching costs or fuel storage – in case of hydro sources – constraints).

Bagasse is a fibrous biomass by-product from sugarcane processing, which accounts for about 25 percent on weight of fresh cane and approximately one third of the cane's energy content. In a typical Brazilian sugarcane mill, burning bagasse for generation of process heat and power production is a practice already established. It is estimated that over 700 MW of bagasse-based power capacity is currently installed in the state of São Paulo only³. The energy produced from these facilities is almost all consumed for their own purposes. Because of constraints that limit the access of independent power producers to the electric utilities market, there is no incentive for sugarcane mills to operate in a more efficient way. Low-pressure boilers, very little concern with optimal use and control of steam, crushers mechanically activated by steam, energy intensive distillation methods, are a few examples of inefficient methods applied to the sugar industry as normal routine.

The Brazilian electric sector legislation currently recognizes the role of independent power producers, which has triggered interest in improving boiler efficiency and increasing electricity generation at mills, allowing the production of enough electricity not only to satisfy sugar mills' needs but also a surplus amount for selling to the electricity market. Furthermore, the ever increasing electricity demand opens an opportunity for some bagasse cogeneration power plants in Brazil. Additionally, the feature of electricity generation from sugarcane coinciding with dry months of the year, when hydroelectric generation system - the most important electricity source in the country - is under stress, should provide considerable complementary energy and make bagasse cogeneration electricity attractive for any potential purchasers.

Nevertheless, some barriers pose a challenge for implementation of this kind of projects. In most cases, the sponsors' culture in the sugar industry is very much influenced by the commodities – sugar and ethanol – market. Therefore, they need an extra incentive to invest in electricity production due to the fact that it is a product that can never be stored in order to speculate with price. The Power Purchase Agreement (PPA) requires different negotiation skills, which is not the core of the sugar industry. For instance, when signing a long-term electricity contract, the PPA, a given sugar mill has to be confident that it will produce sufficient biomass to supply its cogeneration project. Although it seems easy to predict, the volatility of sugarcane productivity may range from 75 to 120 ton of sugarcane per hectare annually depending on the rainfall. So, the revenue from GHG emission reductions and other benefits associated with CDM certification offer a worthy financial comfort for the sugar mills, like Lucélia, which is investing to expand its electric power generation capacity and to operate in a more rationale way under the above mentioned new electric sector circumstances.

³ São Paulo. Secretary of Energy, 2001.

**A.4.4.1. Estimated amount of emission reductions over the chosen crediting period:**

Years	Annual estimation of emission reductions in tonnes of CO ₂ e
2002	2.873
2003	4.367
2004	4.528
2005	5.354
2006	27.804
2007	27.804
2008	27.804
Total estimated reductions (tonnes of CO ₂ e)	100.534
Total Number of crediting years	7
Annual average over the crediting period of estimated reductions (tonnes of CO ₂ e)	14.362

More detailed information about electricity and emission reduction generation is provided in Annex 3 – Baseline Information.

A.4.5. Public funding of the project activity:

There is no public funding involved in Annex I in this project activity.

SECTION B. Application of a baseline methodology**B.1. Title and reference of the approved baseline methodology applied to the project activity:**

AM0015: Bagasse-based cogeneration connected to an electricity grid.



B.1.1. Justification of the choice of the methodology and why it is applicable to the project activity:

This methodology is applicable to LBCP due to the fact that (i) the bagasse is produced and consumed in the same facility – Lucélia -; (ii) the project would never be implemented by the public sector, as well as it would not be implemented in the absence of CDM, as shown in the additionality chapter below; (iii) there is no increase on the bagasse production due to the project activity itself/ and (iv) there will be no bagasse storage for more than one year.

B.2. Description of how the methodology is applied in the context of the project activity:

The project activity follows the steps provided by the methodology taking into account the (b) Simple Adjusted OM calculation for the STEP 1, since there would be no available data for applying to the preferred option – (c) *Dispatch Data Analysis OM*. For STEP 2, the option 1 was chosen. The following table presents the key information and data used to determine the baseline scenario.

ID number	Data type	Value	Unit	Data Source
1. EG_y	Electricity supplied to the grid by the Project.	Obtained throughout project activity lifetime.	MWh	Project owner
2. EF_y	CO ₂ emission factor of the Grid.	0,2677	tCO ₂ e/MWh	Calculated
3. $EF_{OM,y}$	CO ₂ Operating Margin emission factor of the grid.	0,4310	tCO ₂ e/MWh	This value was calculated using data information from ONS, the Brazilian electricity system manager.
4. $EF_{BM,y}$	CO ₂ Build Margin emission factor of the grid.	0,1045	tCO ₂ e/MWh	This value was calculated using data information from ONS, the Brazilian electricity system manager.
10. λ_y	Fraction of time during which low-cost/ must-run sources are on the margin.	$\lambda_{2002} = 0,5053$ $\lambda_{2003} = 0,5312$ $\lambda_{2004} = 0,5041$	-	This value was calculated using data information from ONS, the Brazilian electricity system manager.

B.3. Description of how the anthropogenic emissions of GHG by sources are reduced below those that would have occurred in the absence of the registered CDM project activity:



Application of the Tool for the demonstration and assessment of additionality for LBCP.

Step 0. Preliminary screening based on the starting date of the project activity

(a) The starting date of this activity occurred after 1 January 2000, which is evidenced by the Environmental Installation Licence of Central de Alcool Lucélia Ltda in 28th January 2002.

(b) Lucélia would not initiate the project in the absence of CDM. The mill was informed about the CDM through Informação UNICA, the newsletter from UNICA – *União da Agroindústria Canavieira de São Paulo* – state of São Paulo sugarcane association. The evidence that Lucélia Sugar Mill has seriously considered CDM in the decision to proceed with the project activity is also the fact that Lucélia contacted Econergy before the starting date of the project activity with intention to Econergy assist the mill on the baseline analysis.

Step 1. Identification of alternatives to the project activity consistent with current laws and regulations.

Sub-step 1a: Define alternatives to the project activity

1. There were only two possibilities to implement this project activity: one was to continue the current situation of the sugar mill, focusing only on the production of sugar and alcohol and thus investing to enhance the efficiency and increasing the scale of its core business. The other option was the project activity undertaken, which is the investment made to increase steam efficiency and production for electricity sales purposes by acquiring high-efficiency boilers and turbo-generators.

Sub-step 1b: Enforcement of applicable laws and regulations

2. The alternative, which is to continue with the business-as-usual (BAU) situation before the decision of implementing this CDM project activity is consistence with the applicable laws and regulations.

3. Non applicable.

4. Both the project activity and the alternative scenario are in compliance with all regulations.

Step 3. Barrier analysis

Sub-step 3a: Identify barriers that would prevent the implementation of type of the proposed project activity

1. According to COELHO (1999)⁴, “large scale cogeneration program in sugar-alcohol sector has not yet occurred, due to several barriers, mainly economic, political and institutional”, these barriers include:

I. Technological Barriers

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.



Technological barriers represent a very important issue for increasing bagasse cogeneration in Brazil, as – despite the fact that Rankine-cycle is a well known technology – the cogeneration units operate with low-efficiency and are not competitive comparing to other generation options. Due to this, there is a delicate issue about technology and economic value for such technology. Although this technology is well developed, the economic value for its application is not present for projects on the scale similar to the sugar mills in Brazil. COELHO (1999) justifies that by highlighting that the unit costs (\$/installed MW) are significantly influenced by the scale-effect. As the bagasse cogeneration unit should have a small scale due to the high cost for transportation of the fuel (bagasse), investments are high. Therefore, as a lower cost of capital is wanted, the result is a simplified installation and lower efficiency.

COELHO (1999) also states that the great majority of the sugar mills still rely on inefficient technology, such as on 22 bar pressure boilers, even in the state of São Paulo, the most industrialized in Brazil. Moreover, when there is a necessity to change equipments it is usual not to consider purchasing high-efficiency boilers due to conservativeness, lack of knowledge or even lack of interest to generate surplus steam for electricity sales purposes.

Finally, SWISHER (1997)⁵ considers it difficult to convince the local distributor that the energy to be acquired, generally generated during the harvest season, is sufficiently reliable to be accounted in the distributor's planning.

II. Institutional and Political Barriers

From the electric sector point of view, according to COELHO (1999), acquiring electricity other than hydroelectric would not be a priority, arguing that since bagasse based electricity is generated only during the harvest season, no reliable energy could be offered. However, the biggest advantage of bagasse based electricity is that it is produced during the period where hydroelectric plants face difficulties due to the low level of rainfall. As a result, COELHO (1999) suggests that there is a significant prejudice and conservativeness of the distributors when deciding whether to purchase bagasse based energy or not.

From the sugar mill point of view, save rare exceptions, COELHO (1999) says that the great majority of sugar mills do not consider investments in cogeneration (for electricity sale) as a priority. The sector “even in the new political context, does not seem to have motivation to invest in a process that it sees with mistrust and no guarantees that the product will have a secure market in the future. Moreover, it is a fact that “the sugar mills are essentially managed by families, which hurdles the association with external financial agents” that would allow the sector to be more competitive and diversifying its investment.

Since 1997, according to SWISHER (1997), the announcement of a Cogeneration Decree has been awaited, and such decree was supposed to have a positive influence on corporate decision-making with respect to biomass project implementation. The original Cogeneration Decree proposal, which was never approved, called for mandatory purchase by the regional utilities - “*concessionárias*” - from cogenerating and self-generating

⁵ 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.



facilities⁶. Instead of renewable energy, the government expansion plan for electric energy, approved in February 2000 is based on fossil fuel – Natural Gas. This expansion plan called Thermoelectricity Priority Plan (PPT) became a reality right before the energy crisis. The Thermoelectricity Priority Plan beneficiaries, which were mainly natural gas thermal plants, through the Ministry of Mines and Energy (MME) Decree 3.371 from February 2000, counted on guaranteed, long term and attractive price conditions on Natural Gas supply and Energy sales, together with financing from the national development bank BNDES. And though the PPT plan is not likely to be fully implemented, the public-sector policies for renewable energy are not considered reliable enough by the executives of the private sector to support cogeneration expansion in the sugar mills. This assumption is clearly shown in the following list of rules and/or regulations in the energy sector that have been set in the last 10 years:

- **March 1993:** Law 8.631 sets a tariff regulation for electric energy;
- **February 1995:** Law 8.987 establish public concession for energy;
- **July 1995:** Law 9.074 regulates concession for electric energy sector;
- **December 1996:** Law 9.427 creates the National Energy Agency (ANEEL);
- **August 1997:** Law 9.478 sets the National Council for Energy Planning (CNPE);
- **October 1997:** Decree 2.335 regulates the ANEEL task;
- **December 1997:** Implements ANEEL;
- **May 1998:** Law 9.648 establishes the Spot Market for Electric Energy (MAE) and the Operator National System (ONS);
- **July 1998:** Decree 2.655 regulates MAE and ONS tasks;
- **February 2000:** Decree 3.371 regulates the Thermoelectricity Priority Plan (PPT);
- **April 2002:** Law 10.438 sets the Program for Incentive Alternative Energy (PROINFA), stating that contracts shall be signed within 24 months from its date and that there will be different economic values for the acquisition of 3.300MW of electricity capacity from renewable sources by the state owned Eletrobrás, for plants starting operations before December 30, 2006;
- **August 2002:** MP 64 is a presidential act to change the constitution in order to allow the energy sector regulation including the PROINFA;
- **December 2002:** Resolution 4.541 from ANEEL regulates the implementation of PROINFA, stating that economic values would be defined within 90 days;

⁶Presidential Decree on the co-generation of electric energy, draft of 5 August 1997.



- **March 2003:** Decree 4.644 postponed for 180 days, from its date, the economic value and operational guidelines announcement;
- **June 2003:** Decree 4.758 indefinitely postponed the date for the economic value and operational guidelines announcement and revoked the above mentioned Decree 4.644.
- **November 2003:** Law 10.762 of 11 November/03 revised Law 10.438 of 26 April 2002 institutes PROINFA.
- **March 2004:** Decree 5.025 regulates the Law 10.438 as of 26 April 2002.

For the purpose of this CDM project analysis, at the time the project started there were no institutional incentives like PROINFA to be considered. Therefore, the company's decision to sign a long-term PPA with the local distributor undoubtedly represented a significant risk that the mill was willing to take, partially thanks to the expected CDM revenue.

III. Economic and Investment Barriers

From the point of view of the economic agents, the excessive level of guarantees required to finance the projects is a common barrier to achieving a financial feasibility stage, deeply discussed in SWISHER (1997).

Other barriers have more to do with the lack of adequate commercial contractual agreements from the energy buyers (i.e. bankable long-term contracts and payment guarantee mechanisms for non-creditworthy local public-sector and private customers) making it much more difficult to obtain long-term financing from a commercial bank and/or a development bank. Some other financing barriers occur simply due to prohibitively high transaction costs, which include the bureaucracy to secure the environmental license.

"There are several reasons for the Brazilian utilities' reluctance to offer higher prices for co-generated power. One important reason stems from their assumption that their costs are geographically uniform – i.e., that there is essentially a single value for their avoided cost in the industrial sector. If this cost value does not indicate that sufficient savings are available from buying co-generated power, and then there is little economic motivation, under either a public monopoly or a privatized competitive structure, for a utility to pay enough for co-generation to satisfy potential investors' financial criteria"⁷ as stated by SWISHER (1997). In fact, the economic cost is the reason that Brazilian utilities do not buy cogeneration electricity energy, at least, while the energy sector regulation does not guarantee them the right to pass such cost through to the end user tariff. The cost of cogeneration electricity ranges from US\$ 35 to US\$ 105 per MWh, according to the Expansion Plan 2001-2010 from Brazil Government, which is described as higher than the marginal cost for electricity expansion in the system – US\$ 33/MWh⁸.

⁷ Joel Swisher personal communication with Rolls Royce Power Ventures project manager. Mark Croke, August 26, 1997. Swisher J. 1997 pg. 76.

⁸ "As may be seen, the unit costs of the alternative sources of energy are still high compared to the marginal cost of expanding the system, nowadays calculated as US\$33/MWh". Translation by Econergy Brasil. IN: BRAZIL, Ministry of Mines and Energy, 2001, pg. 80.