



**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 Coruripe (PCBC).

Versão 2.

Data do documento: 6 de Outubro de 2005.

**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 **S.A. Usina Coruripe Açúcar e Álcool** (Coruripe), 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 CO<sub>2</sub> 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), Coruripe gera vapor excedente e usa-o exclusivamente para produção de eletricidade (através de turbo geradores).

Os investidores da PCBC estão convencidos que a cogeração com bagaço é uma fonte sustentável de energia que traz não apenas vantagens pela mitigação de aquecimento global, mas também cria uma vantagem competitiva sustentável para a produção agrícola na indústria de cana-de-açúcar no Brasil. Usando os recursos naturais disponíveis de uma forma mais eficiente, a atividade de projeto da Coruripe 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.

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



### **Contribuição Social**

Hoje em dia, além de gerar cerca de 4.300 empregos diretamente e 21.500 indiretamente, Usina Coruripe desenvolve uma série de projetos sociais relevantes beneficiando comunidades vizinhas:

- Assistência na alimentação de 12.400 famílias;
- Alfabetização de jovens e adultos: 450 empregados já aprenderam a ler;
- Projeto habitacional, que já subsidiou 743 casas para seus empregados.

Atualmente, a firma mantém um restaurante moderno e amplo que serve, diariamente, comida para todos os empregados dos setores industrial e agrícola. Através disso, além da alta qualidade dos alimentos, os empregados recebem uma alimentação balanceada e nutritiva.

### **Contribuição Ambiental**

Como decisão do quadro dos diretores, Coruripe decidiu converter 7.544 ha da Mata Atlântica existentes no território da usina em Reserva Privada do Patrimônio Nacional. O programa foi iniciado depois de uma solicitação feita à superintendência do Instituto Ambiental Brasileiro, que tornou a reserva oficial. Para manter a área intacta, a usina travou uma batalha, principalmente contra os ladrões de madeira e caçadores que tentam exterminar espécies locais.

Com a intenção de aumentar o reservatório florestal, Usina Coruripe abandonou a plantação de cana-de-açúcar de mais de 689 ha para permitir que a Mata Atlântica se reestabelecesse nessa área. A intenção é criar um corredor (floresta nativa) entre os blocos existentes de madeira para prevenir a interferência em espécies locais.

Graças á proximidade com a floresta e a existência de grande quantidade de sementes, ocorre uma recuperação natural rápida da floresta. Além disso, em 1998 iniciou-se um programa de reflorestamento de plantas exóticas (eucaliptos), para aliviar a pressão das florestas da usina.

Recuperar o histórico rio Coruripe – que serviu para navegação dos portugueses há mais de cinco mil anos atrás – foi um objetivo da Coruripe que, além de realizar um trabalho de coleta de lixo das margens do rio, executa uma ostensível plantação de floresta ao longo do rio. Atualmente, o rio que atravessa as propriedades da Usina Coruripe foi limpo devido aos programas de recuperação da companhia.

Com o objetivo de mostrar ao público o potencial ambiental que possui, Usina Coruripe possui suas próprias reservas naturais de Mata Atlântica disponíveis para ecoturismo. Através de trilhas naturais, os turistas podem ter contato com espécies únicas da fauna e flora brasileiras – algumas delas em extinção – e conhecer um dos mais bonitos cartões postais do estado: a praia do Pontal do Coruripe.

Como um reconhecimento do trabalho desenvolvido pela Usina Coruripe para o meio-ambiente, a Unesco (Organização das Nações Unidas para Educação, Ciência e Cultura) premiou a empresa com o certificado da primeira estação avançada da biosfera da Mata Atlântica em Alagoas. Esta é a primeira vez em 30 anos, desde o programa MAB (Homem e Biosfera), criado pela Unesco, que uma empresa de Alagoas recebe o certificado. Em todo o país, apenas 19 instituições tiveram a certificação, que é internacionalmente reconhecida.



Sendo o meio ambiente uma de suas preocupações, Usina Coruripe executa uma série de aulas para estudantes de escolas municipais de Coruripe. A intenção é torná-los multiplicadores da preservação ambiental. Isso é possível através de tratados com o Instituto do Meio Ambiente de Alagoas e Instituto Brasileiro do Meio Ambiente.

Pesquisas desenvolvidas por especialistas da Embrapa (Empresa Brasileira de Pesquisa Agropecuária) concluíram que as reservas florestais da Usina Coruripe têm a maior concentração da espécie nativa de Pau-Brasil do país. Isso tem um valor inestimável por ser absolutamente seguro de devastação, graças ao esforço da companhia. Usina Coruripe distribuiu ao longo da reserva, áreas educativas para conscientizar a população sobre a importância das espécies.

A Usina Coruripe tem acordos com várias organizações internacionais e pesquisadores. Através disso, a biodiversidade da Mata Atlântica pode tornar-se conhecida.

Objetivando catalogar as espécies mais relevantes da reserva florestal, Usina Coruripe contratou uma cooperação técnica com a Embrapa, através de seu Centro de Pesquisa Agropecuária dos Tabuleiros Costeiros – CPATC. A intenção é determinar testes padrões fenológicos e avaliar progênies de espécies para servir como análises que assegurem a preservação, além de facilitar trocas entre fundações nacionais e internacionais.

**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)	<ul style="list-style-type: none"><li>• S/A Usina Coruripe Açúcar e Alcool (entidade privada brasileira)</li><li>• Econergy Brasil Ltda. (entidade privada brasileira).</li></ul>	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.:**

Alagoas.

**A.4.1.3. Cidade/Comunidade etc.:**

Coruripe.

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

S.A. Usina Coruripe Açúcar e Álcool está localizada na Fazenda Triunfo, s/nº, Zona Rural, na cidade de Coruripe, ao sul do Estado de Alagoas, cerca de 95 quilômetros da capital do estado, Maceió, como pode ser visto na figura 1.

Fonte: Elaborado pela Usina Coruripe<sup>1</sup>

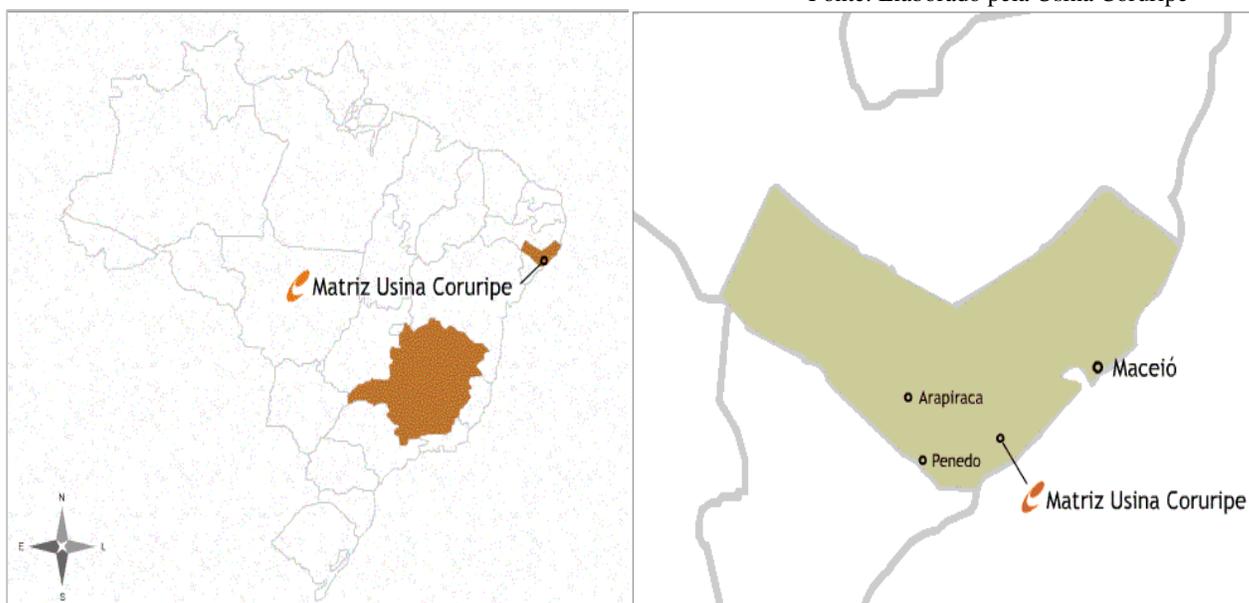


Figura 1: Posição geográfica da cidade de Coruripe.

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

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

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

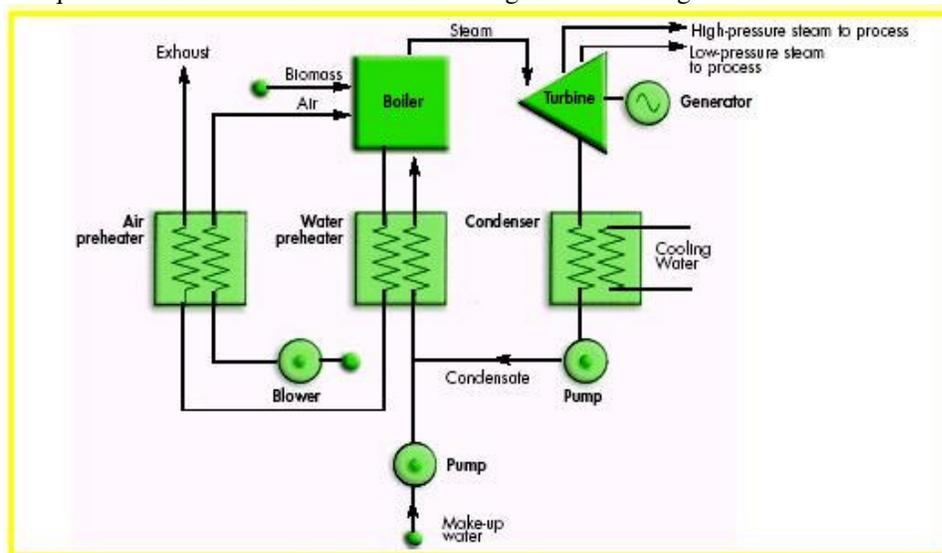
A tecnologia predominante em todo o mundo, atualmente, para a geração de eletricidade (MW) a partir de biomassa é o ciclo Rankine, que consiste na combustão direta de biomassa em uma caldeira para gerar vapor, o qual se expande numa turbina. A maioria das geradoras de ciclo a vapor está localizada em 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

<sup>1</sup> <http://www.usinacoruripe.com.br/empresa/localizacao.asp>

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 resfriador<sup>2</sup>.



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

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.

<sup>2</sup> Williams & Larson, 1993 e Kartha & Larson, 2000, p.101



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, Coruripe iniciou seus esforços.

No ano de 2006, Coruripe reformará seis caldeiras e aumentará a capacidade para 450 toneladas de vapor por hora. Ela também instalará um turbo gerador de condensação de 16 MW para entrar em operação em 2006.

A Tabela 1 mostra como a infraestrutura de cogeração da Coruripe será atualizada de acordo com o PCBC.

**Tabela 1: Atualização dos equipamentos de cogeração**

		Ativo / Ativando	
Antes da expansão	2005	Dois turbo-geradores de contrapressão de multi-estágio de 5 MW	Dois turbo-geradores de contrapressão de multi-estágio de 3 MW
		Seis caldeiras de 21 bar, 350 t/h	
Depois da expansão	2006	Um turbo gerador de condensação de 16 MW	Dois turbo-geradores de contrapressão de multi-estágio de 3 MW
		Seis caldeiras reformadas de 21 bar, 450 t/h	Dois turbo-geradores de contrapressão de multi-estágio de 5 MW

**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 Paulo<sup>3</sup>. 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.<sup>4</sup>

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 95 toneladas de cana por hectare anualmente, dependendo das chuvas. Então, o rendimento na redução de emissão de gases de efeito estufa e outros benefícios associados à certificação do MDL que oferece um conforto financeiro valioso para as usinas de açúcar como a Coruripe, 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.

---

<sup>3</sup> Secretaria de Energia de São Paulo, 2001.

<sup>4</sup> Nastari, 2000.



**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 <sub>2</sub> e
2006	5.621
2007	5.621
2008	5.621
2009	5.621
2010	5.621
2011	5.621
2012	5.621
<b>Reduções totais estimadas (toneladas de CO<sub>2</sub>e)</b>	39.345
<b>Número total de anos de créditos</b>	7
<b>Média anual do período de crédito das reduções estimadas (toneladas de CO<sub>2</sub>e)</b>	5.621

**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 PCBC, 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 a vida útil do projeto.	MWh	Coruripe
2. $EF_y$	Fator de emissão de CO <sub>2</sub> da rede.	0,0724	tCO <sub>2</sub> e/MWh	Calculado
3. $EF_{OM,y}$	Fator de emissão de CO <sub>2</sub> da Margem de Operação da rede.	0,1178	tCO <sub>2</sub> 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 <sub>2</sub> da Margem em Construção da rede.	0,0270	tCO <sub>2</sub> e/MWh	Esse valor foi calculado usando os dados do ONS (Operador Nacional do Sistema), o gerenciador do sistema elétrico brasileiro.
10. $\lambda_y$	Fração de tempo em que fontes de baixo custo e despacho obrigatório estão na margem.	$\lambda_{2001} = 0,9046$ $\lambda_{2002} = 0,9390$ $\lambda_{2003} = 0,7192$	-	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 Coruripe.**

**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 Implantação da Usina Coruripe Açúcar e Álcool emitida em 7 de Abril de 2004 e pela Fatura de Compra de um turbo gerador de condensação de 16 MW da Gevisa S/A, emitida em 30 de Abril de 2004, para a S.A. Usina Coruripe Açúcar e Álcool – Usina Coruripe.

(b) Coruripe não iniciaria esse projeto na ausência do MDL. O mecanismo foi fundamental para superar as barreiras tecnológicas na usina, como explicado abaixo. Foi considerado desde 2000, quando Sr. André Marques Válio, engenheiro agrônomo da usina, participou de um workshop organizado pela



Escola de Administração de Empresas de São Paulo (EAESP/FGV), que é a mais importante escola de negócios da cidade de São Paulo. Nesse evento, “MDL: a fonte de fundos para projetos”, houve apresentações do Sr. José Domingos Gonzales Miguez, atual membro do MDL-CE, Edwin Aalders da SGS, que evidenciaria que o MDL foi considerado na decisão para prosseguir com a atividade de projeto PCBC.

**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. e 2. Segundo COELHO (1999)<sup>5</sup>, “o 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

---

<sup>5</sup> 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.



de transporte do combustível (bagaço), os investimentos são altos. Portanto, como a diminuição dos custos é almejada, o resultado final é uma instalação simplificada e uma eficiência mais baixa.

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

Finalmente, SWISHER (1997)<sup>6</sup>, 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. Sugestões dos especialistas do setor elétrico enfatizam a dificuldade, apontando a necessidade de desenvolver uma fonte de energia complementar para a época do ano que a planta de cogeração não possa operar, como uma pequena central hidrelétrica. Isso é entretanto um aspecto sério, considerando que uma planta com um despacho similar seria requerido. Além disso as economias tanto para cogeração quanto energia proveniente de pequena central hidrelétrica são totalmente diferentes, de forma que a estrutura de preços para energia necessitaria ser diferente, adicionando outra barreira para a negociação com o distribuidor de eletricidade. Cogeração de gás natural foi estudado como fonte complementar assim como, apesar de ser indesejável em termos de emissões de gases de efeito estufa.

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.

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

---

<sup>6</sup> 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.



Contratos de compra e venda de energia (PPA) entre os desenvolvedores do projeto e Eletrobrás aconteceram apenas recentemente, depois de muitos acordos sobre os termos. De fato, depois de duas chamadas para projetos, a capacidade de biomassa não poderia ser totalmente contratada. De 1.100 MW, apenas 685,24 MW foram alcançados. Isso mostra claramente que PROINFA não pode ser considerado um incentivo governamental para geração de energia a partir da biomassa, já que apenas uma fração dos projetos encontrou benefícios em ter um contrato com o governo brasileiro. Dessa forma, pode ser concluído que barreiras institucionais para projetos de cogeração com bagaço ainda persistem.

Entretanto, Coruripe aplicou-se no programa PROINFA e um PPA com a Eletrobrás foi assinado em 28 de Dezembro de 2004. Entretanto, o Anexo 3 do Relatório do 16 ° Encontro do Conselho Executivo (CE-16), considera “Esclarecimentos sobre o tratamento de políticas nacionais e/ou setoriais e regulamentações (parágrafo 45 (e) dos Procedimentos e Modalidades do MDL) para determinar o cenário de linha de base”. Nesse caso, de acordo com o documento mencionado, o PROINFA especificamente não deveria ser considerado como uma barreira na linha de base do projeto.

### III. Barreiras Econômicas e de Investimentos

“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”<sup>7</sup> como citado por SWISHER (1997). Na realidade, o custo econômico é a razão pela qual as concessionárias brasileiras não compram energia de cogeração, pelo menos enquanto a regulamentação do setor não garantir a eles repassar tais custos para o consumidor final. O custo da eletricidade varia numa faixa entre US\$ 35 a US\$ 105 por MWh, de acordo com o Plano de Expansão 2001-2010 do Governo Brasileiro, que é mais alto do que o custo marginal para a expansão elétrica do sistema - US\$ 33/MWh<sup>8</sup>.

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:

<sup>7</sup> Joel Swisher personal communication with Rolls Royce Power Ventures project manage. Mark Croke, August 26, 1997. Swisher J. 1997 pg. 76.

<sup>8</sup> “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.



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.

### 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)<sup>9</sup>.

**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 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. Além disso, a maioria dos projetos atualmente sendo implementados são atividades de projeto de MDL. Econergy Brasil já desenvolveu pelo menos 26 projetos de MDL de cogeração com bagaço no Brasil.

---

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



#### **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, 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.

#### **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 PCBC, o subsistema Norte-Nordeste da rede elétrica brasileira é considerado como uma fronteira, pois é o sistema com o qual a Coruripe está conectada, e o qual recebe toda a eletricidade produzida a partir do bagaço.

***Usina de cogeração com bagaço:*** a usina de cogeração com bagaço considerada como fronteira, compreende todo terreno onde os equipamentos de cogeração serão 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: 06/10/2005.
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 Coruripe, 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:**

01/01/2006.

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

25 anos-0 meses.<sup>10</sup>

**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:**

01/01/2006.

**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 PCBC.

<sup>10</sup> 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.



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

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**



**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 <i>(use números para facilitar o cruzamento de referências com a tabela D.3)</i>	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 CO<sub>2</sub>equ.)**

Deixado em branco intencionalmente.

**D.2.1.3. Dados relevantes necessários para determinar a linha de base das emissões antrópicas 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	<i>m</i>	Mensal	100%	Eletrônico e Papel	Dupla checagem com notas fiscais de venda. Os dados serão arquivados de acordo com os procedimentos internos, até dois anos depois do final do período de créditos.

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**



2. EF <sub>y</sub>	Fator de emissão de CO <sub>2</sub> da rede.	Calculado	tCO <sub>2</sub> e/MWh	<i>c</i>	Na validação e anualmente depois do registro	0%	Eletrônico e Papel	Os dados serão arquivados de acordo com os procedimentos internos, até dois anos depois do final do período de créditos.
3. EF <sub>OM,y</sub>	Fator de emissão de CO <sub>2</sub> da Margem de Operação da rede.	Fator calculado pela ONS, o gerenciador do sistema elétrico brasileiro.	tCO <sub>2</sub> e/MWh	<i>c</i>	Na validação e anualmente depois do registro	0%	Eletrônico e Papel	Os dados serão arquivados de acordo com os procedimentos internos, até dois anos depois do final do período de créditos.
4. EF <sub>BM,y</sub>	Fator de emissão de CO <sub>2</sub> da Margem em Construção da rede.	Fator calculado pela ONS, o gerenciador do sistema elétrico brasileiro.	tCO <sub>2</sub> e/MWh	<i>c</i>	Na validação e anualmente depois do registro	0%	Eletrônico e Papel	Os dados serão arquivados de acordo com os procedimentos internos, até dois anos depois do final do período de créditos.
10. λ <sub>y</sub>	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	<i>c</i>	Na validação e anualmente depois do registro	0%	Eletrônico e Papel	Os dados serão arquivados de acordo com os procedimentos internos, até 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 CO<sub>2</sub>equ.)**

$EF_{OM, simple\_adjusted, y} = (1 - \lambda_y) \frac{\sum_{i,j} F_{i,j,y} \cdot COEF_{i,j}}{\sum_j GEN_{j,y}} + \lambda_y \frac{\sum_{i,k} F_{i,k,y} \cdot COEF_{i,k}}{\sum_k GEN_{k,y}} \quad (\text{tCO}_2\text{e/GWh})$ $EF_{electricity} = \frac{EF_{OM} + EF_{BM}}{2} \quad (\text{tCO}_2\text{e/GWh})$ $BE_{electricity,y} = EF_{electricity} \cdot EG_y$	<p><i>F<sub>i,j(or m),y</sub></i> É a quantidade de combustível <i>i</i> (em unidade de massa ou volume) consumida pelas fontes relevantes de energia <i>j</i> no ano(s) <i>y</i></p> <p><i>j, m</i> Refere-se às fontes de energia fornecedoras de eletricidade à rede, exceto plantas de baixo custo e despacho obrigatório, e incluindo importações da rede</p> <p><i>COEF<sub>i,j(or m)</sub></i> É o coeficiente de emissão de CO<sub>2</sub> do combustível <i>i</i> (tCO<sub>2</sub> / unidade de massa ou volume do combustível), levando em conta o conteúdo de carbono dos combustíveis usados por fontes relevantes de energia <i>j</i> (ou <i>m</i>) e o percentual de oxidação do combustível em ano(s) <i>y</i></p> <p><i>GEN<sub>j(or m),y</sub></i> É a eletricidade (MWh) despachada à rede pela fonte <i>j</i> (ou <i>m</i>)</p> <p><i>BE<sub>electricity,y</sub></i> São as emissões de linha de base devidas à substituição de eletricidade durante o ano <i>y</i> em toneladas de CO<sub>2</sub></p> <p><i>w<sub>OM</sub>, w<sub>BM</sub></i> São os pesos dados para a margem em operação (OM) e a margem em construção (BM) no cálculo do fator de emissão.</p> <p><i>EG<sub>y</sub></i> É a quantidade líquida de eletricidade gerada na planta de cogeração com bagaço, resultante da atividade do projeto durante o ano <i>y</i> em MWh,</p> <p><i>EF<sub>electricity,y</sub></i> É o fator de emissão de CO<sub>2</sub> de linha de base para a eletricidade.</p>
--	--

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**



**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).**

Deixado em branco intencionalmente.

**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 <i>(use números para facilitar o cruzamento de referências com a tabela D.3)</i>	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.

**D.2.2.2. Descrição das fórmulas usadas para calcular as emissões do projeto (para cada gás, fonte, fórmulas/ algoritmo, unidades de emissão de CO<sub>2</sub>equ.):**

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 <i>(use números para facilitar o cruzamento de referências com a tabela D.3)</i>	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.



**D.2.3.2. Descrição das fórmulas usadas para estimar as fugas (para cada gás, fonte, fórmulas/ algoritmo, unidades de emissões de CO<sub>2</sub>equ.):**

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 CO<sub>2</sub>equ.):**

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

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

$$PE_y = 0$$

$$L_y = 0$$

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

ER<sub>y</sub>: São as reduções de emissão da atividade do projeto, durante o ano y em toneladas de CO<sub>2</sub>

BE<sub>electricity,y</sub>: São as emissões de linha de base devidas ao deslocamento de eletricidade durante o ano y em toneladas de CO<sub>2</sub>

BE<sub>thermal,y</sub>: São as emissões de linha de base devidas á deslocamento de energia térmica durante o ano y em toneladas de CO<sub>2</sub>

PE<sub>y</sub>: São as emissões do projeto durante o ano y em toneladas de CO<sub>2</sub>.

L<sub>y</sub>: São as emissões de fuga durante o ano y em toneladas de CO<sub>2</sub>.

**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.



**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<sub>y</sub>) e a quantidade de horas que cada motor operará. Há duas operações que os operadores do projeto devem realizar para assegurar a consistência dos dados.

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 Coruripe, 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:**

Coruripe não vendia bagaço de cana-de-açúcar antes da implantação do PCBC.  
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 Norte/Nordeste.

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 2001, 2002 e 2003, e são as informações mais recentes disponíveis nesse estágio (no final de 2004 ONS forneceu dados de despacho para toda a rede interconectada na forma de relatórios<sup>11</sup> diários de 1º de janeiro de 2001 a 31 de dezembro de 2003, 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:

<sup>11</sup> *Acompanhamento Diário da Operação do Sistema Interligado Nacional*. ONS-CNOS, Centro Nacional de Operação do Sistema. Relatórios diários de todo o sistema interconectado de 1º de Janeiro de 2001 a 31 de Dezembro de 2003.



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

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

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

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

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

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
2001	0,9046
2002	0,9390
2003	0,7192

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

Ano	Carga elétrica (MWh)
2001	66.224.504
2002	70.885.724
2003	76.163.515

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:

$$EF_{OM, simple\_adjusted, 2001} = (1 - \lambda_{2001}) \frac{\sum_{i,j} F_{i,j,2001} \cdot COEF_{i,j}}{\sum_j GEN_{j,2001}} \therefore EF_{OM, simple\_adjusted, 2001} = 0,0933 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$$

$$EF_{OM, simple\_adjusted, 2002} = (1 - \lambda_{2002}) \frac{\sum_{i,j} F_{i,j,2002} \cdot COEF_{i,j}}{\sum_j GEN_{j,2002}} \therefore EF_{OM, simple\_adjusted, 2002} = 0,0480 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$$



$$EF_{OM, simple\_adjusted, 2003} = (1 - \lambda_{2003}) \frac{\sum_{i,j} F_{i,j,2003} \cdot COEF_{i,j}}{\sum_j GEN_{j,2003}} \therefore EF_{OM, simple\_adjusted, 2003} = 0,2120 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$$

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

$$EF_{OM, simple\_adjusted, 2001-2003} = 0,1178 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$$

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

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

A geração de eletricidade neste caso corresponde a 20% do total gerado no ano mais recente (2003). Como as 5 plantas mais recentes construídas geram menos que os 20%, o cálculo do fator em questão resulta em:

$$EF_{BM, 2003} = 0,0270 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$$

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

$$EF_{electricity, 2001-2003} = 0,5 * 0,1178 + 0,5 * 0,0270 = 0,0724 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$$

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

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

$$BE_{electricity, y} = EF_{electricity, 2001-2003} \cdot EG_y$$

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

$$BE_{electricity, y} = 0,0724 \text{ tCO}_2/\text{MWh} \cdot EG_y \quad (\text{em tCO}_2\text{e})$$



**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:

$$ER = BE_{\text{electricity},y} - (L_y + PE_y) = 0,0724 \text{ tCO}_2/\text{MWh} \cdot EG_y - 0 \rightarrow ER = 0,0724 \text{ tCO}_2/\text{MWh} \cdot EG_y$$

**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 <sub>2</sub> e)	Estimativa das reduções de emissões da linha de base (toneladas de CO <sub>2</sub> e)	Estimativa da fuga (toneladas de CO <sub>2</sub> e)	Estimativa das reduções de emissões (toneladas de CO <sub>2</sub> e)
2006	5.621	0	0	5.621
2007	5.621	0	0	5.621
2008	5.621	0	0	5.621
2009	5.621	0	0	5.621
2010	5.621	0	0	5.621
2011	5.621	0	0	5.621
2012	5.621	0	0	5.621
<b>Total</b> (toneladas de CO <sub>2</sub> e)	39.345	0	0	39.345

**SEÇÃO F. Impactos Ambientais**

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

Os impactos ambientais possíveis foram analisados pelo Instituto de Meio Ambiente do Estado de Alagoas (IMA) através do CEPRAM (Conselho Estadual de Proteção Ambiental) – agência ambiental do estado de Alagoas. Coruripe cumpre a legislação ambiental e recebeu a Licença de Implantação para a extensão de seu sistema de geração elétrica para biomassa.

S/A Usina Coruripe Açúcar e Álcool já solicitou, formalmente, no dia 5 de Abril de 2005, a renovação da Licença de Operação para o Instituto de Meio Ambiente do Estado de Alagoas. A Licença de Operação mais recente deverá recebida pela Usina Coruripe do IMA, até o final de Setembro de 2005.



Não haverá impactos transfronteiriços resultantes do PCBC. Todos os impactos relevantes ocorrem dentro das fronteiras brasileiras e foram mitigados para estar em conformidade com os requisitos ambientais para a implementação do projeto. Dessa forma, PCBC 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 PCBC não são considerados significativos. Eles provêm de atividades (trituração de cana e queima de bagaço) que já estavam no local antes do projeto. Entretanto, todos os impactos do projeto precisam ser mitigados e as demandas feitas na licença de instalação devem ser atendidas, para a licença de operação para o projeto possa ser emitida.

#### **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, Coruripe convidou diversas organizações e instituições para comentar o projeto de MDL a ser desenvolvido. Cartas<sup>12</sup> foram enviadas para os seguintes destinatários:

- Câmara Municipal de Coruripe – AL;
- Ministério Público da Comarca de Coruripe;
- Fórum Brasileiro de ONGs;
- Instituto do Meio Ambiente – IMA;
- Prefeitura Municipal de Coruripe – AL;
- Secretaria de Meio Ambiente, Turismo e Pesca;
- Associação das Artesãs do Pontal de Coruripe.

##### **G.2. Resumo dos comentários recebidos:**

Até a data da finalização do primeiro rascunho desse documento, um comentário foi recebido da Prefeitura Municipal de Coruripe sobre o PCBC. A carta foi enviada pelo Sr. José Edson dos Santos (Secretaria Municipal do Meio Ambiente, Turismo e Pesca). Essa carta contém comentários positivos sobre o PCBC. Também, uma cópia completa da versão final do Documento de Concepção de Projeto foi solicitada pela Secretaria, quando disponível.

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

Coruripe enviará uma cópia do documento solicitado depois do processo de Validação.

<sup>12</sup> Cópias dos convites estão disponíveis com os Participantes do Projeto.



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:	<a href="mailto:junqueira@econergy.com.br">junqueira@econergy.com.br</a>
URL:	<a href="http://www.econergy.com.br">http://www.econergy.com.br</a>
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:	<a href="mailto:junqueira@econergy.com.br">junqueira@econergy.com.br</a>



### 1.2 Companhia anfitriã da atividade do projeto

Organização:	S.A. Usina Coruripe Açúcar e Álcool
Rua/Cx. Postal:	Fazenda Triunfo, s/nº, zona rural
Edifício:	Fazenda Triunfo
Cidade:	Coruripe
Estado/Região:	AL
CEP:	57230-000
País:	Brasil
Telefone:	+ 55 (82) 217-2811
FAX:	+ 55 (82) 217-2871
E-Mail:	coruripe@usinacoruripe.com.br
URL:	<a href="http://www.usinacoruripe.com.br">http://www.usinacoruripe.com.br</a>
Representada por:	
Título:	Sr.
Forma de tratamento:	
Sobrenome:	Barreto
Nome do meio:	Correia
Nome:	José
Departamento:	-
Celular:	
FAX direto:	Mesmo acima
Tel direto:	Mesmo acima
E-Mail:	jose.barreto@usinacoruripe.com.br



Anexo 2

**INFORMAÇÕES SOBRE FINANCIAMENTO PÚBLICO**

Nenhum financiamento público foi solicitado.

Anexo 3

**INFORMAÇÕES DE LINHA DE BASE**

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)<sup>13</sup>:

“... 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

---

<sup>13</sup> Bosi, M. *An Initial View on Methodologies for Emission Baselines: Electricity Generation Case Study*. Agência Internacional de Energia. Paris, 2000.



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.

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 2001, 2002 e 2003.

Os proponentes de projeto, ao discutir a praticabilidade da utilização dos dados, concluíram que era a mais apropriada informação a ser considerada para determinar o fator de emissão da rede brasileira. De acordo com a ANEEL, de fato, a ONS centralizou as plantas de despacho estimadas em 75.547 MW de capacidade instalada em 31/12/2004, dentre o total de 98.848,5 MW instalados no Brasil na mesma data ([http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Resumo\\_Gráficos\\_mai\\_2005.pdf](http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Resumo_Gr%C3%A1ficos_mai_2005.pdf)), incluindo a capacidade disponível nos países vizinhos para exportar ao Brasil e plantas de emergência, que são despachadas somente nos períodos de limitações elétricas do sistema. Tal capacidade é na realidade constituída de plantas com capacidade instalada de 30 MW ou mais, conectadas ao sistema por linhas de energia de 138kV ou linhas de alta voltagem. Então, mesmo que o cálculo do fator de emissão não considere todas as fontes de geração que servem ao sistema, aproximadamente 76,4% da capacidade instalada que serve ao Brasil está sendo levada em consideração, o que é suficiente em vista das dificuldades de obtenção de informações de despacho no Brasil. Além disso, os 23,6% restantes são plantas que não tem despacho coordenado pela ONS, visto que: mesmo que elas operem com base nos acordos de compra os quais não estão sob controle das autoridades de despacho, ou estão localizadas em sistemas não interconectados aos



quais a ONS tem acesso. Deste modo, esta parte não é passível de afetar os projetos de MDL, e esta é outra razão para que não seja levada em consideração na determinação do fator de emissão.

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

As eficiências das 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 e 2003) 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 (2001 a 2003). 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 (2001, 2002 e 2003). 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 19 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 N/NE são apresentadas.

### **Plantas de Despacho da ONS**



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



N	Subsystem*	Fuel source**	Power plant	Operation start [2, 4, 5]	Installed capacity (MW) [1]	Fossil fuel conversion efficiency (%) [2]	Carbon emission factor (tC/TJ) [3]	Fraction carbon oxidized [3]	Emission factor (tCO <sub>2</sub> /MWh)
1	N-NE	H	Itapebi	2003	450	1,00	0,00	0,0	0,0
2	N-NE	G	UT Fortaleza	2003	346,63	0,30	15,30	0,995	0,67
3	N-NE	G	C. Jereissati (Termo Ceará)	2002	220	0,30	15,30	0,995	0,67
4	N-NE	G	Fafen (Camaçari)	2002	151,2	0,30	15,30	0,995	0,67
5	N-NE	G	Termobahia	2002	185,891	0,30	15,30	0,995	0,67
6	N-NE	H	Prod. Adicional NE	2001	-	1,00	0,00	0,0	0,0
7	N-NE	H	Lajeado	2000	902,5	1,00	0,00	0,0	0,0
8	N-NE	H	Curua-Uma	1998	30,3	1,00	0,00	0,0	0,0
9	N-NE	H	Xingó	1994	3162	1,00	0,00	0,0	0,0
10	N-NE	H	Luiz Gonzaga	1988	1479,6	1,00	0,00	0,0	0,0
11	N-NE	H	Tucuruí	1984	7960	1,00	0,00	0,0	0,0
12	N-NE	H	P.Afonso 4	1979	2462,4	1,00	0,00	0,0	0,0
13	N-NE	H	Sobradinho	1979	1050,3	1,00	0,00	0,0	0,0
14	N-NE	H	PCH Chesf	1978	57,5	1,00	0,00	0,0	0,0
15	N-NE	D	Camaçari	1977	350	0,27	20,20	0,99	0,88
16	N-NE	H	P.Afonso 3	1971	794,2	1,00	0,00	0,0	0,0
17	N-NE	H	Boa Esperança	1970	237,3	1,00	0,00	0,0	0,0
18	N-NE	H	P.Afonso 2	1961	443	1,00	0,00	0,0	0,0
19	N-NE	H	Paulo Afonso 1	1955	180	1,00	0,00	0,0	0,0
<b>Total (MW) =</b>					<b>20.462,82</b>				

(\*) Subsystem: N - north, NE - Northeast.  
(\*\*) Fuel source (C, bituminous coal; D, diesel oil; G, natural gas; H, hydro; N, nuclear; O, residual fuel oil).  
[1] Agência Nacional de Energia Elétrica. *Banco de Informações da Geração* (<http://www.aneel.gov.br/>, data collected in november 2004).  
[2] Bosi, M., A. Laurence, P. Maldonado, R. Schaeffer, A. F. Simoes, H. Winkler and J.-M. Lukamba. *Road testing baselines for greenhouse gas mitigation projects in the electric power sector*. OECD and IEA information paper, October 2002.  
[3] Intergovernmental Panel on Climate Change. *Revised 1996 Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories*.  
[4] Operador Nacional do Sistema Elétrico. Centro Nacional de Operação do Sistema. *Acompanhamento Diário da Operação do SIN* (daily reports from Jan. 1, 2001 to Dec. 31, 2003).  
[5] Agência Nacional de Energia Elétrica. Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Geração. *Resumo Geral dos Novos Empreendimentos de Geração* (<http://www.aneel.gov.br/>, data collected in november 2004).

**Tabela Resumo**

Linha de base (incluindo importações)	Fatores de emissão (tCO <sub>2</sub> /MWh)	
	MO	Geração anual (MWh)
2001	0,9777	66.224.504
2002	0,7869	70.885.724
2003	0,7549	76.163.515
	<b>Total (2001-2003) =</b>	<b>213.273.743</b>
do ONS-Lambda N-NE 2001-2003.xls	<b>MO Ajustada</b>	<b>MC 2003</b>
lambda (2001)	0,1178	0,0270
0,9046	<b>Pesos</b>	<b>Pesos padronizados</b>
lambda (2002)	$w_{OM} = 1,00$	$w_{OM} = 0,5$
0,9390	$w_{BM} = 0,00$	$w_{BM} = 0,5$
lambda (2003)	<b>Linha de base</b>	<b>Linha de base padronizada</b>
0,7192	0,1178	0,0724

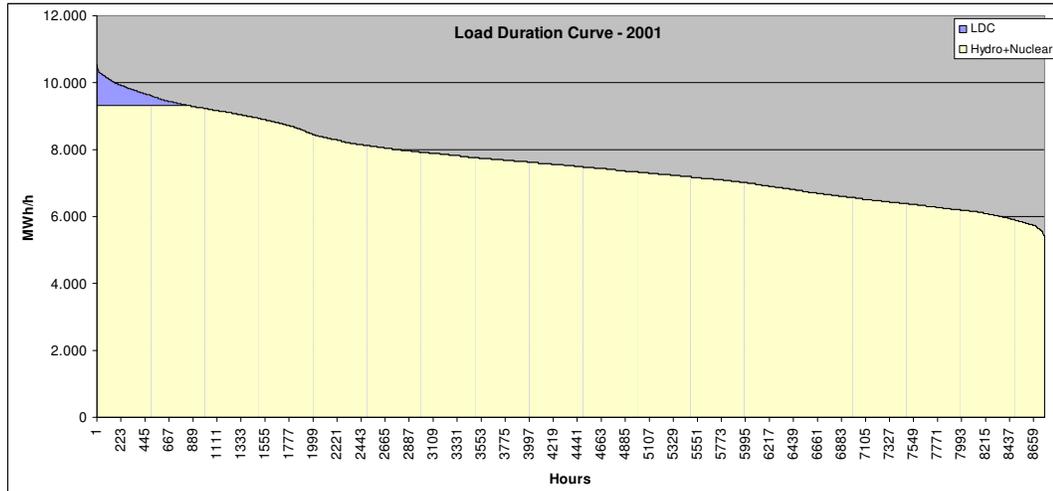


Figura 3: Curva de duração de Carga para o sistema N/NE, 2001

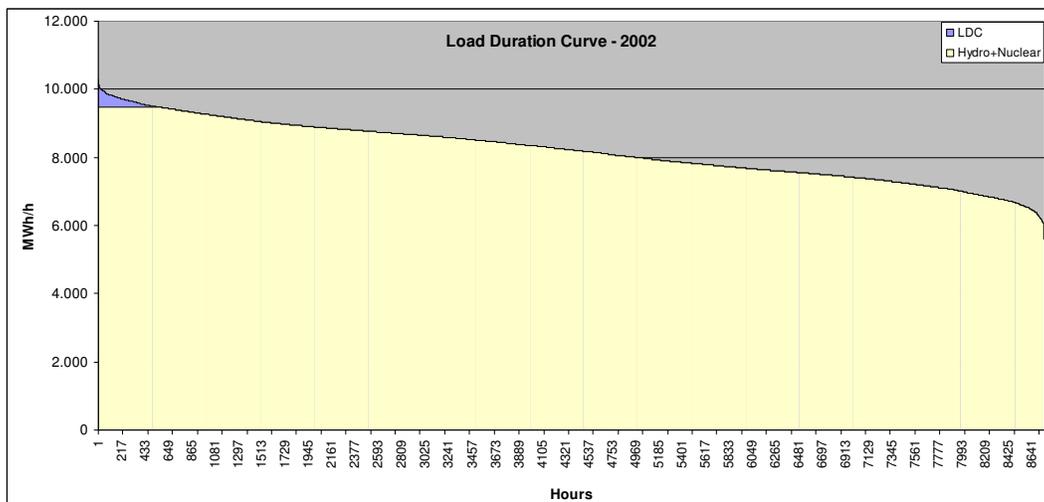


Figura 4: Curva de duração de Carga para o sistema N/NE, 2002

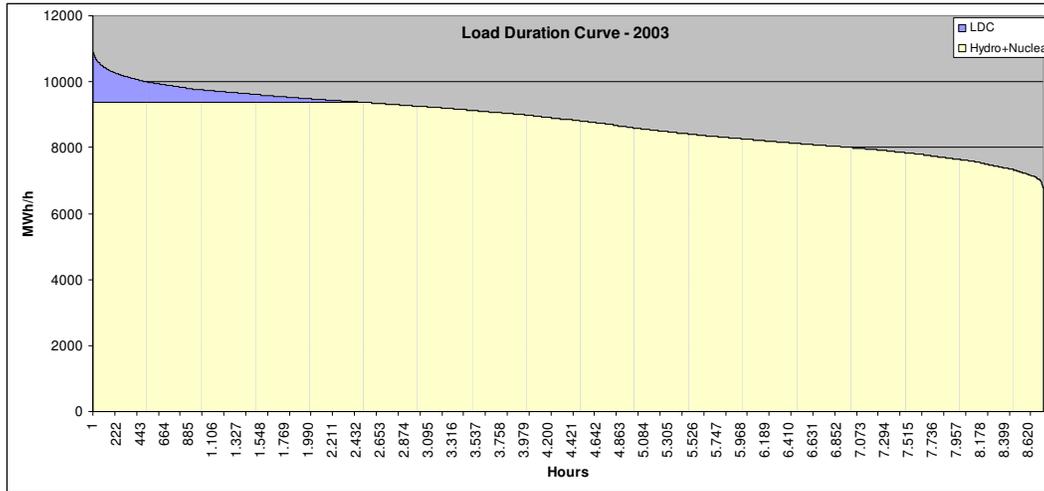


Figura 5: Curva de duração de Carga para o sistema N/NE, 2003

Projeto de Cogeração Coruripe									
Rdução de emissão na rede conectada	Item	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	Total RCEs
	Capacidade total instalada (MW)	32	32	32	32	32	32	32	
	Capacidade em Stand by (MW)	0	0	0	0	0	0	0	
	Consumo interno (MW)	16	16	16	16	16	16	16	
	Capacidade disponível para venda (MW)	16	16	16	16	16	16	16	
	Horas em operação (h)	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	
	Energia estimada para ser vendida para rede (MWh)*	77.635	77.635	77.635	77.635	77.635	77.635	77.635	
	Fator de emissão da linha de base (tCO <sub>2</sub> /MWh)	0,0724	0,0724	0,0724	0,0724	0,0724	0,0724	0,0724	
	<b>Redução de emissão (tCO<sub>2</sub>e)</b>	<b>5.621</b>	<b>39.345</b>						

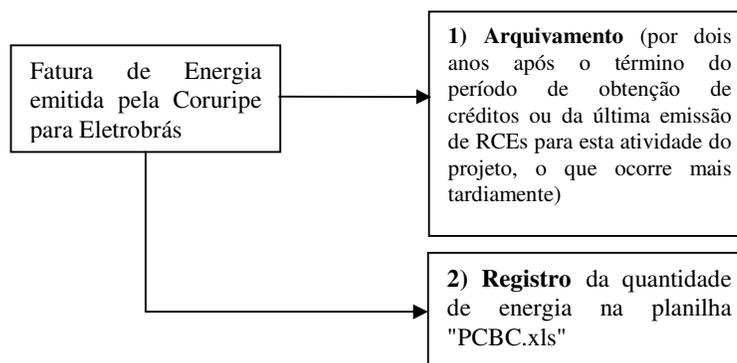
Figura 6: Dados para cálculo da redução de emissão para o primeiro período de créditos



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 2006 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 Coruripe**

A quantidade de energia despachada para a rede será monitorada através da fatura de energia emitida pela Coruripe para Eletrobrás, o distribuidor de energia. A quantidade de energia a ser vendida a Eletrobrás será monitorada on-line e as informações serão mensalmente gravadas. O arquivamento será mantido por dois anos após o término do período de obtenção de créditos ou da última emissão de RCEs para esta atividade de projeto, o que ocorrer mais tardiamente. A quantidade de energia será registrada na planilha “PCBC.xls”, que deve ser instrumento de verificação futura.