



MECANISMO DE DESENVOLVIMENTO LIMPO
FORMULÁRIO DO DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DO PROJETO (MDL - DCP)
Versão 03 - em vigor a partir de: 28 de julho de 2006

CONTEÚDO

- A. Descrição geral da atividade de projeto
- B. Aplicação de uma metodologia de linha de base e de monitoramento
- C. Duração da atividade de projeto / período de obtenção de créditos
- D. Impactos ambientais
- E. Comentários dos atores

Anexos

- Anexo 1: Informações de contato dos participantes na atividade de projeto
- Anexo 2: Informações sobre financiamento público
- Anexo 3: Informações sobre a 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 co-geração da Santa Cruz S.A. - Açúcar e Álcool.

Versão: 9

Data (DD/MM/AAAA): 10/07/2008.

A.2. Descrição da atividade de projeto:

O objetivo principal do Projeto de Co-geração da Santa Cruz - Santa Cruz S.A.- Açúcar e Álcool é atender à crescente demanda de energia no Brasil devido ao crescimento econômico e melhorar o fornecimento de eletricidade, contribuindo, ao mesmo tempo, para a sustentabilidade ambiental, social e econômica através do aumento na participação da energia renovável em relação ao consumo total de eletricidade do Brasil e da região da América Latina e Caribe. Uma meta fundamental do projeto é o uso eficiente de recursos, especialmente recursos locais, minimizando ao mesmo tempo o impacto no meio ambiente.

O Projeto de Co-geração da Santa Cruz S.A.-Açúcar e Álcool consiste na instalação de um equipamento mais moderno que usa o bagaço de forma mais eficiente para co-gerar eletricidade (Figura 1). Por meio desta expansão, com a substituição de equipamentos antigos, a usina de açúcar irá gerar um excedente de energia, eliminando o consumo de energia elétrica da rede e também permitindo alimentar energia excedente na rede. Além de reduzir as emissões de gases de efeito estufa, o Projeto também cria benefícios sociais e econômicos que constituem uma contribuição real para o desenvolvimento sustentável do Brasil.

A Usina Santa Cruz tem sua sede administrativa na Fazenda Santa Cruz, situada na cidade de Américo Brasiliense, região central do estado de São Paulo, distante aproximadamente 280 quilômetros da capital São Paulo. Inicialmente, 970 hectares foram plantados que, na primeira colheita, foram transformados em dois milhões de litros de aguardente – tradicional bebida alcoólica brasileira. Na década de 1970 a produção de açúcar cresceu com o surgimento do Proálcool. Em 1976 a Usina Santa Cruz aderiu ao Proálcool e a produção de álcool ganhou grande impulso. Os investimentos foram constantes visando o crescimento. A produção de álcool atingiu 180 milhões de litros por colheita e a usina passou pela maior expansão da sua história.

Hoje a Santa Cruz é uma das 25 maiores usinas do país. Cultiva cerca de 43.500 hectares de cana-de-açúcar. Hoje, ela tem capacidade instalada para produzir e processar pouco mais de três milhões de toneladas de cana-de-açúcar por colheita, produzindo álcool hidratado, etanol, açúcar, energia elétrica e levedura. Usa aproximadamente 3.500 colaboradores e seu capital é 100% nacional.

A Santa Cruz processa diariamente cerca de 18.000 toneladas de cana-de-açúcar, produzindo 30 mil sacos de açúcar. A primeira colheita da planta em 1947 rendeu menos do que a quantidade produzida por dia atualmente. A produção de álcool atingiu 1 (um) milhão de litros por dia.

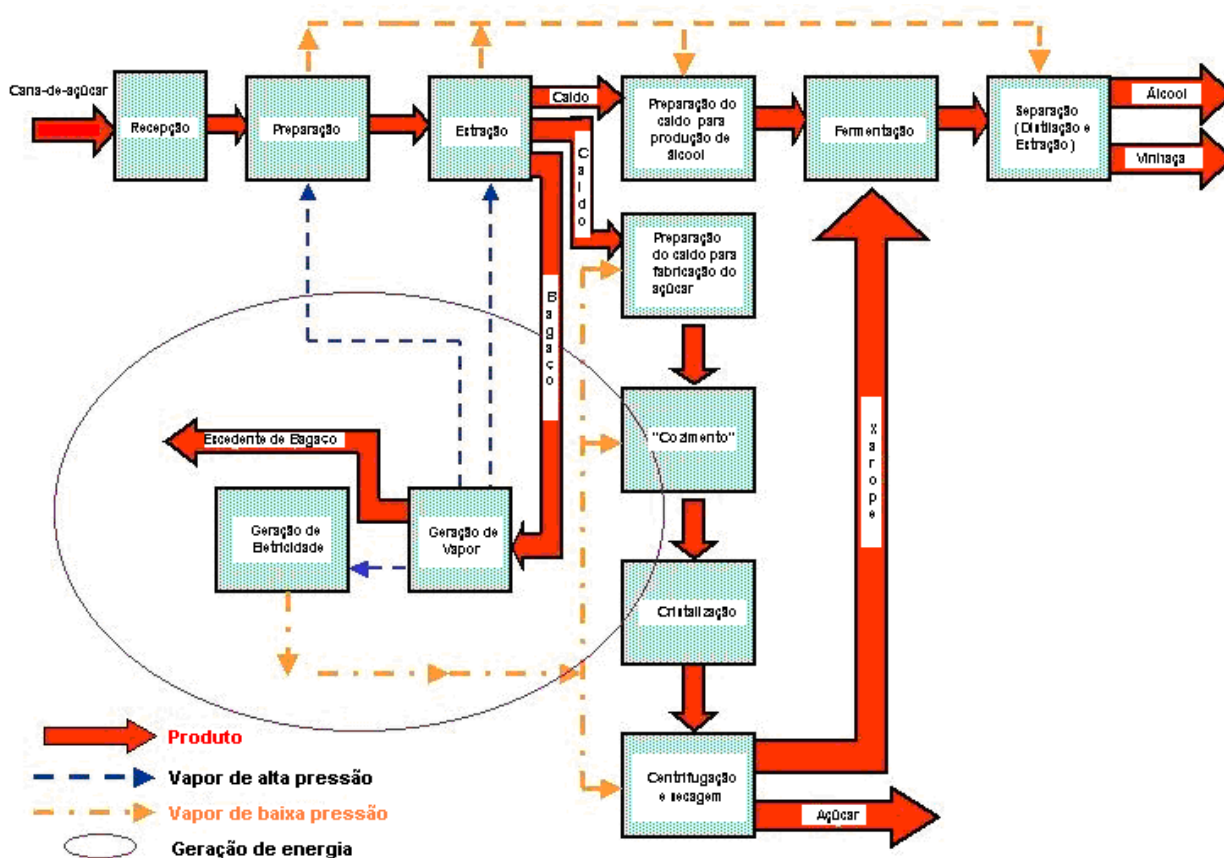


Figura 1 - Fluxograma da geração de eletricidade dentro de uma produção de açúcar e álcool
(Fonte: Codistil)

O projeto pode ser visto como um exemplo de uma solução para a crise de eletricidade brasileira de 2001 pelo setor privado, contribuindo para o desenvolvimento sustentável do país. O projeto da Santa Cruz vem comprovar que, com a comercialização de RCEs, é viável desenvolver um projeto de geração no Brasil. Isso terá um efeito positivo para o país além das evidentes reduções de GEE.

As receitas obtidas da venda das RCEs também ajudarão a Santa Cruz a apoiar a comunidade. A Santa Cruz exerce intensa responsabilidade social comprovada em inúmeras iniciativas, incluindo: trabalho com as comunidades locais em projetos de educação ambiental, prática de desenvolvimento ambiental, contratação de mão de obra local, influenciando diretamente 8 municípios da região, como Américo Brasiliense, Santa Lúcia, Rincão, Araraquara, Ibaté e São Carlos. Essa distribuição de renda e os esforços sociais devem ser adicionados aos benefícios ambientais na avaliação da contribuição desta atividade de projeto para o desenvolvimento sustentável.

Além disso, a distribuição de renda será um resultado desse projeto devido à criação de empregos, salários dos funcionários e pacotes de benefícios tais como previdência social e seguro de vida e créditos de redução de emissões. Além disso, haverá um gasto menor devido ao fato de que o dinheiro não será mais gasto nos mesmos níveis para "importar" eletricidade de outras regiões do país através da rede. Esse dinheiro ficaria na região e seria utilizado para fornecer serviços melhores à população, o que melhoraria a disponibilidade dos itens e serviços de necessidade básica. Esse excedente de capital poderia ser



traduzido em investimentos em educação e saúde, o que beneficiaria diretamente a população local, e terá impacto indireto para uma distribuição de renda mais justa.



Figura 2 - Vista da unidade da Santa Cruz S.A. - Açúcar e Álcool

A.3. Participantes do projeto:

As informações detalhadas para contato com as partes e com as entidades públicas/privadas envolvidas na atividade de projeto estão relacionadas no Anexo 1.

Nome da Parte envolvida (*) ((anfitrião) indica uma parte anfitriã)	Entidade(s) privada(s) e/ou pública(s) participante(s) do projeto (*) (se for o caso)	Indique se a Parte envolvida deseja ser considerada como participante do projeto (Sim/Não)
Brasil (anfitrião)	Santa Cruz S.A.-Açúcar e Álcool (Entidade privada)	Não
	Ecoinvest Carbon Brasil Ltda. (Entidade privada)	

(*) De acordo com as modalidades e procedimentos de MDL, no momento em que o DCP de MDL fica disponível para o público, no estágio de validação, uma parte envolvida pode ou não ter fornecido sua aprovação. No momento da solicitação do registro, é exigida a aprovação da(s) parte(s) envolvida(s).

**A.4. Descrição técnica da atividade de projeto:****A.4.1. Local da atividade de projeto:**

A Santa Cruz está localizada em Américo Brasiliense, estado de São Paulo, sudeste do Brasil.

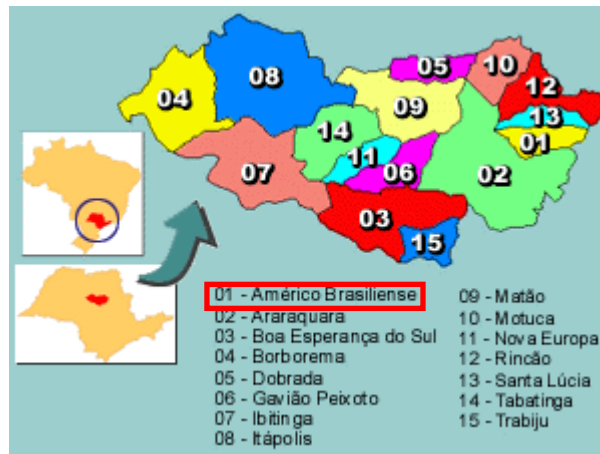


Figura 3 - Divisão política do Brasil mostrando o estado de São Paulo e a cidade de Américo Brasiliense
(Fonte: www.citybrazil.com.br)

A.4.1.1. Parte(s) anfitriã(s):

Brasil

A.4.1.2. Região/estado/província, etc.

São Paulo

A.4.1.3. Cidade/município/comunidade etc:

Américo Brasiliense

A.4.1.4. Detalhes da localização física, inclusive as informações que permitem a identificação inequívoca desta atividade de projeto (uma página no máximo):

O projeto de co-geração da Santa Cruz S.A. – Açúcar e Álcool está localizada em Américo Brasiliense – coordenadas 21° 45' 14" Sul e 48° 04' 35" Oeste, na parte central do estado de São Paulo, a cerca de 280 km de São Paulo, capital do estado, Brasil, no km 70 da rodovia SP 255. Américo Brasiliense tem 26.593 habitantes e 123,8 km².

São Paulo fica no sudeste do Brasil e sua economia é diversificada. Os setores metal-mecânico, de álcool e açúcar, têxtil, automotivo e aviação, os setores de serviços e finanças, e a cultura da laranja, a



cana-de-açúcar e café formam a base de uma economia responsável por 36,6% do PIB brasileiro. Além disso, o estado oferece uma boa infra-estrutura para investimentos, devido às boas condições das rodovias.

O estado de São Paulo, sendo o mais industrializado da federação, é o que produz e também o que consome a maior parte da energia nacional. São Paulo possui mais centrais hidrelétricas que qualquer outro estado brasileiro, contando também com uma central termelétrica que é conhecida como a maior da América Latina.

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

Tipo: Energia e Energia elétrica.

Escopo setorial: 1 – Setores de energia (fontes renováveis / não renováveis).

Categoria: Geração de eletricidade renovável para uma rede (geração, fornecimento, transmissão e distribuição de energia).

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

As tecnologias de conversão da energia de biomassa para produção de energia podem ser classificadas em uma destas três categorias: tecnologias de combustão direta, tecnologias de gaseificação e pirólise. As tecnologias de combustão direta, como a utilizada na Usina Santa Cruz, são provavelmente a opção mais amplamente conhecida para geração simultânea de energia elétrica e calor a partir de biomassa. Ela envolve a oxidação da biomassa com excesso de ar em um processo que produz gases quentes usados para produzir vapor nas caldeiras. O vapor é usado para produzir eletricidade em uma turbina do ciclo de Rankine. As configurações do ciclo Rankine também poderiam ser classificadas em duas: condensação e contrapressão, dependendo da proporção do vapor usado para processos industriais e do local da turbina em que o vapor é obtido. Normalmente, apenas eletricidade é produzida em um ciclo de vapor de "condensação", enquanto eletricidade e vapor são co-gerados em um ciclo de vapor de "extração".

O Projeto de Co-geração da Santa Cruz, um projeto de geração de energia livre de gases de efeito estufa (GEEs), resultará em reduções de emissões de GEEs deslocando a geração de eletricidade de termelétricas a combustível fóssil que, de outro modo, seria despachada para a rede.

A Santa Cruz utiliza bagaço como biomassa. Toda essa biomassa é subproduto em diferentes processos agrícolas. Na ausência do projeto, o bagaço teria sido usado para geração de energia elétrica para uso interno (e com eficiência mais baixa).

Para a estimativa de reduções de emissões de energia elétrica, é calculado um fator de emissão da linha de base como uma margem combinada dos fatores de emissão da margem de operação e da margem de construção. Para determinar esses dois fatores, o sistema elétrico do projeto é definido como sendo a extensão espacial das centrais que podem ser despachadas sem restrições significativas na transmissão. De modo semelhante, o sistema elétrico interligado é definido como sendo um sistema elétrico que é interligado por linhas de transmissão ao sistema elétrico do projeto e no qual as centrais podem ser despachadas sem restrições significativas na transmissão.

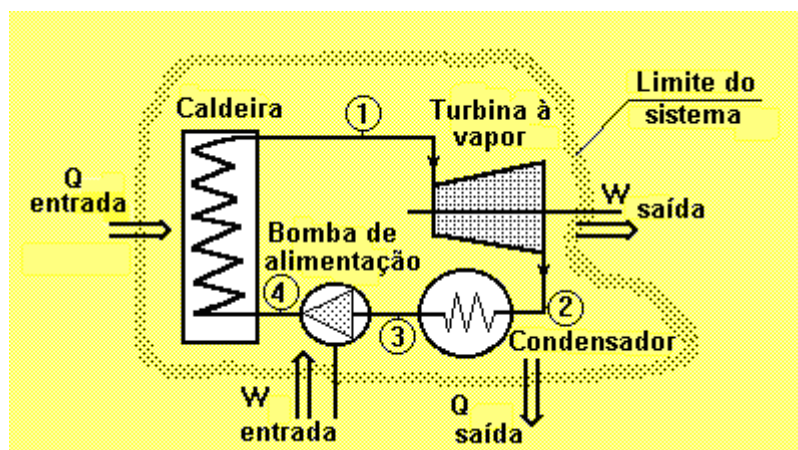


Figura 4 - Ciclo Rankine

O projeto substitui equipamentos antigos e irá operar com uma nova configuração, em duas fases, a primeira fase, iniciando em 2008 e a segunda, em 2009 (veja a descrição dos equipamentos na tabela abaixo). Os equipamentos antigos serão substituídos por novos. A plena capacidade, a Usina Santa Cruz S.A. – Açúcar e Alcool deve gerar anualmente 192.780 MWh de excedente de energia, operando a plena capacidade durante a estação. Os compradores da energia contratada no ambiente regulado (leilão de energia) já foram definidos. Além disso, um excedente de energia não vendido no leilão será negociado no mercado livre com compradores ainda não definidos.

Descrição técnica:

Linha de base

Caldeiras

Caldeira 1

Modelo – V 2/4 UA
Fabricante - Dedini
Pressão – 21 kgf/cm²
Temperatura – 300°C
Capacidade – 45 t/h.
Entalpia do vapor – 3000 kJ/kg
Produção específica - 2 kg vapor/kg bagaço
Eficiência – 80%
Ano de instalação – 1972
Ano de desativação – 2008

Caldeira 2

Modelo – V 2/4 UA
Fabricante - Dedini
Pressão – 21 kgf/cm²
Temperatura – 300o.C
Capacidade – 45 t/h.

Projeto

Primeira fase – 2008

Caldeira

Caldeira 1

Modelo – IPLAN 2B 150/65-480
Fabricante - IPLAN
Pressão – 65 kgf/cm²
Temperatura – 480°C
Capacidade – 150 t/h.
Entalpia do vapor – 3360 kJ/kg
Produção específica - 2,23 kg vapor/kg bagaço
Eficiência – 87%
Ano de instalação – 2008

Turbina

Turbina 1

Tipo: Contrapressão
Fabricante: Siemens



Entalpia do vapor – 3000 kJ/kg
Produção específica - 2 kg vapor/kg bagaço
Eficiência – 80%
Ano de instalação – 1974
Ano de desativação – 2008

Potência: 25 MW
Eficiência – 88,4%
Ano de instalação – 2008

Gerador

Caldeira 3

Modelo – V 2/4 UA
Fabricante - Dedini
Pressão – 21 kgf/cm²
Temperatura – 300o.C
Capacidade – 45 t/h.
Entalpia do vapor – 3000 kJ/kg
Produção específica - 2 kg vapor/kg bagaço
Eficiência – 80%
Ano de instalação – 1974
Ano de desativação – 2008

Gerador 1:

Fabricante: Siemens
Potência: 25 MW
Tipo: Trifásico síncrono
Tensão: 13.800 volts
Eficiência – 98,10%
Ano de instalação: 2008

Segunda fase - 2009

Caldeiras

Caldeira 4

Modelo – TVPE
Fabricante - Conterma
Pressão – 21 kgf/cm²
Temperatura – 300o.C
Capacidade – 80 t/h.
Entalpia do vapor – 3000 kJ/kg
Produção específica - 2 kg vapor/kg bagaço
Eficiência – 80%
Ano de instalação – 1977
Ano de desativação – 2009

Caldeira 2

Modelo – IPLAN 2B 150/65-480
Fabricante - IPLAN
Pressão – 65 kgf/cm²
Temperatura – 480°C
Capacidade – 150 t/h.
Entalpia do vapor – 3360 kJ/kg
Produção específica - 2,23 kg vapor/kg bagaço
Eficiência – 87%
Ano de instalação – 2009

Caldeira 5

Modelo – TVPE
Fabricante - Conterma
Pressão – 21 kgf/cm²
Temperatura – 300o.C
Capacidade – 80 t/h.
Entalpia do vapor – 3000 kJ/kg
Produção específica - 2 kg vapor/kg bagaço
Eficiência – 80%
Ano de instalação – 1977
Ano de desativação – 2009

Caldeira 3

Modelo – IPLAN 2B 150/65-480
Fabricante - IPLAN
Pressão – 65 kgf/cm²
Temperatura – 480°C
Capacidade – 150 t/h.
Entalpia do vapor – 3360 kJ/kg vapor
Produção específica - 2,23 kg vapor/kg bagaço
Eficiência – 87%
Ano de instalação – 2009

Turbinas

Caldeira 6

Modelo – TVPE
Fabricante - Conterma

Turbina 2

Tipo: Contrapressão
Fabricante: Siemens



Pressão – 21 kgf/cm²
Temperatura – 300o.C
Capacidade – 90 t/h.
Entalpia do vapor – 3000 kJ/kg
Produção específica - 2 kg vapor/kg bagaço
Eficiência – 80%
Ano de instalação – 1981
Ano de desativação – 2009

Caldeira 7

Modelo – TVPE
Fabricante - Conterma
Pressão – 21 kgf/cm²
Temperatura – 300o.C
Capacidade – 90 t/h.
Entalpia do vapor – 3000 kJ/kg
Produção específica - 2 kg vapor/kg bagaço
Eficiência – 80%
Ano de instalação – 1982
Ano de desativação – 2008

Turbinas

Turbina 1

Tipo: Contrapressão
Fabricante: Dedini
Potência: 3 MW
Ano de instalação – 1979
Ano de desativação – 2008

Turbina 2

Tipo: Contrapressão
Fabricante: NG
Potência: 6 MW
Ano de instalação – 1986
Ano de desativação – 2009

Turbina 3

Tipo: Contrapressão
Fabricante: NG
Potência: 2 MW
Ano de instalação – 2003
Ano de desativação – 2008

Turbina 4

Potência: 25 MW
Eficiência – 87,9%
Ano de instalação – 2009

Turbina 3

Tipo: Contrapressão
Fabricante: Siemens
Potência: 25 MW
Eficiência – 81,0%
Ano de instalação – 2009

Geradores

Gerador 2:

Fabricante: Siemens
Potência: 25 MW
Tipo: Trifásico síncrono
Tensão: 13.800 volts
Eficiência – 98,10%
Ano de instalação: 2009

Gerador 3:

Fabricante: Siemens
Potência: 25 MW
Tipo: Trifásico síncrono
Tensão: 13.800 volts
Eficiência – 98,10%
Ano de instalação: 2009



Tipo: Contrapressão
Fabricante: NG
Potência: 1,2 MW
Ano de instalação – 1974
Ano de desativação – 2008

Geradores

Gerador 1:

Fabricante: ABB
Potência: 3 MW
Tipo: Trifásico síncrono
Tensão: 13.800 volts
Ano de instalação – 1979
Ano de desativação – 2008

Gerador 2:

Fabricante: Siemens
Potência: 6 MW
Tipo: Trifásico síncrono
Tensão: 13.800 volts
Ano de instalação – 1986
Ano de desativação – 2009

Gerador 3:

Fabricante: Mause
Potência: 1,2 MW
Tipo: Trifásico síncrono
Tensão: 13.800 volts
Ano de instalação – 2003
Ano de desativação – 2008

Gerador 4:

Fabricante: Mause
Potência: 1,2 MW
Tipo: Trifásico síncrono
Tensão: 13.800 volts
Ano de instalação: 1974
Ano de desativação – 2008

**A.4.4 Quantidade estimada de reduções de emissões durante o período de obtenção de créditos escolhido:**

O período de obtenção de créditos escolhido para este projeto é o período de obtenção de créditos renovável de 7 anos. A quantidade estimada de reduções de emissões do projeto pode ser vista na Tabela 1.

Tabela 1 - Reduções estimadas de emissão para o primeiro período de obtenção de créditos

Anos	Estimativa anual de reduções de emissão em toneladas de CO ₂ e
2008 (a partir de 01/09) (*)	23.070
2009 (*)	53.113
2010 (*)	59.166
2011 (*)	59.166
2012 (*)	59.166
2013 (*)	59.166
2014 (*)	59.166
2015 (até 31/08) (*)	29.583
Total de reduções estimadas (toneladas de CO₂e)	401.596
Número total de anos de crédito	7
Média anual durante o período de obtenção de créditos de reduções estimadas (toneladas de CO₂e)	57.371

A.4.5. Financiamento público da atividade de projeto:

Não há financiamento público envolvido no Projeto de Co-geração da Santa Cruz S.A. – Açúcar e Alcool.

O Projeto está sendo financiado pelo BNDES - *Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social*, que é uma empresa pública federal subordinada ao MDIC - *Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior*. Apesar de ser um banco estatal, o BNDES é uma das únicas fontes de financiamento de longo prazo no país e é a fonte de dívida de preferência do setor privado no Brasil.

Este projeto não recebe qualquer financiamento público e não é um desvio da ODA.

**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:**

ACM0006 "Metodologia de linha de base consolidada para geração de eletricidade interligada à rede a partir de resíduos de biomassa", versão 6, EB33.

ACM0002 - "Metodologia de linha de base consolidada para geração de eletricidade interligada à rede a partir de fontes renováveis", Versão 6, datada de 19/05/2006.

"Ferramenta para demonstração e avaliação de adicionalidade", Versão 5, EB39.

B.2 Justificativa da escolha da metodologia e porque ela se aplica à atividade de projeto:

A metodologia ACM0006 é aplicada ao Projeto de Co-geração da Santa Cruz S.A. – Açúcar e Alcool porque este é um "Projeto de eficiência energética": este projeto substitui equipamentos em uma usina de cana-de-açúcar existente. Ele usa um tipo de biomassa: o bagaço, um subproduto da produção de açúcar. A substituição aumenta a capacidade de geração de energia elétrica.

O projeto atende a todas as condições que limitam a aplicabilidade da metodologia:

- (i) *Nenhum outro tipo de biomassa, além de resíduos de biomassa, é usado na planta do projeto e esses resíduos de biomassa são o combustível principal usado na planta do projeto. Biomassa é definida como um subproduto ou resíduo obtido do setor agrícola, florestal e setores relacionados.*

O principal combustível na planta do projeto é a biomassa constituída por bagaço de cana-de-açúcar. O bagaço usado no Projeto de Co-geração da Santa Cruz S.A. – Açúcar e Alcool vem da produção de açúcar realizada na mesma instalação onde o projeto está localizado.

- (ii) *A implementação do projeto não deve resultar em um aumento da capacidade de processamento de insumos brutos ou em outras alterações substanciais no processo:*

Quaisquer aumentos na produção de bagaço se devem à expansão natural do Projeto de Co-geração da Santa Cruz S.A. - Açúcar e Alcool e não podem ser atribuídos à implementação do projeto de co-geração. O gráfico abaixo mostra que a produção da usina de açúcar tem tido uma tendência crescente durante anos (veja a Tabela 2), muito tempo antes da implementação da atividade de projeto. Este projeto não tem impacto na capacidade de processamento; a Santa Cruz S.A. - Açúcar e Alcool não aumentará sua capacidade instalada por causa deste projeto, mas devido à recente e notável expansão do mercado de açúcar, e principalmente, do mercado de etanol no Brasil. A oferta de etanol no mercado brasileiro não está atendendo à demanda em rápido crescimento causada pelo uso de carros flex, que funcionam com gasolina, etanol ou qualquer mistura dos dois.

Tabela 2 - Santa Cruz S.A. - produção de cana-de-açúcar, açúcar e álcool

	Unidade	Colheita 2002	Colheita 2003	Colheita 2004	Colheita 2005	Colheita 2006
Cana-de-açúcar	Toneladas	2.356.294	2.586.512	2.903.399	2.952.890	3.277.091
Açúcar	Toneladas	152.025	163.690	177.525	196.513	229.496
Alcool	Litros	116.396.001	130.429.064	131.239.567	133.626.120	158.098.810



- (iii) A biomassa usada pela instalação do projeto não deve ficar armazenada durante mais de um ano:

As usinas de açúcar, em geral, armazenam uma pequena quantidade de bagaço para a próxima estação, para iniciar as operações da planta quando a nova estação de safra/colheita começar. O bagaço é armazenado desde o final da estação de colheita no final de novembro até o início da próxima estação de colheita, em abril/maio. O volume de bagaço armazenado entre estações é menos de 5% da quantidade de bagaço gerada durante o ano ou durante o período de colheita.

- (iv) Nenhuma quantidade significativa de energia, exceto para o transporte da biomassa, é necessária para preparar os resíduos de biomassa para o consumo de combustível:

A biomassa usada neste projeto não passa por nenhuma transformação antes de ser utilizada como combustível.

B.3. Descrição das fontes e dos gases incluídos no limite do projeto

	Fonte	Gás		Justificativa/Explicação
Linha de base	Geração de eletricidade de rede	CO ₂	Incluído	Fonte principal de emissão
		CH ₄	Excluído	Excluído para fins de simplificação. Isso é conservador
		N ₂ O	Excluído	Excluído para fins de simplificação. Isso é conservador
	Geração de calor	CO ₂	Incluído	Fonte principal de emissão
		CH ₄	Excluído	Excluído para fins de simplificação. Isso é conservador
		N ₂ O	Excluído	Excluído para fins de simplificação. Isso é conservador
	Queima ou degradação não controladas dos resíduos de biomassa excedentes	CO ₂	Excluído	Considera-se que as emissões de CO ₂ decorrentes do excedente de resíduos de biomassa não levam a alterações dos pools de carbono no setor LULUCF
		CH ₄	Excluído	Os participantes do projeto decidiram não incluir essa fonte de emissão, porque o caso B4 da ACM0006 não é o cenário de linha de base mais provável
		N ₂ O	Excluído	Excluído para fins de simplificação. Isso é conservador. Note também que as emissões da degradação natural de biomassa não estão incluídas nos estoques de GEE como fontes antropogênicas.
Atividade de projeto	Consumo de combustível fóssil e de eletricidade no local devido à atividade de projeto (estacionário ou móvel)	CO ₂	Excluído	Não existe consumo de combustível fóssil nem consumo de eletricidade resultante da atividade de projeto.
		CH ₄	Excluído	Excluído para fins de simplificação. Essa fonte de emissão é considerada muito pequena
		N ₂ O	Excluído	Excluído para fins de simplificação. Essa fonte de emissão é considerada muito pequena
	Transporte de resíduos de biomassa fora do local	CO ₂	Excluído	O bagaço é produzido dentro das usinas. Nenhum transporte de bagaço para fora do local é necessário
		CH ₄	Excluído	Excluído para fins de simplificação. Essa fonte de emissão é considerada muito pequena



	Combustão de resíduos de biomassa para geração de eletricidade e / ou calor	N ₂ O	Excluído	Excluído para fins de simplificação. Essa fonte de emissão é considerada muito pequena
		CO ₂	Excluído	Considera-se que as emissões de CO ₂ decorrentes do excedente de biomassa não levam a alterações dos pools de carbono no setor LULUCF
		CH ₄	Excluído	Essa fonte de emissão não é incluída porque as emissões de CH ₄ da queima não controlada ou da degradação de biomassa no cenário de linha de base não são incluídas
		N ₂ O	Excluído	Excluído para fins de simplificação. Essa fonte de emissão é considerada muito pequena
	Armazenamento de resíduos de biomassa	CO ₂	Excluído	Considera-se que as emissões de CO ₂ decorrentes do excedente de resíduos de biomassa não levam a alterações dos pools de carbono no setor LULUCF
		CH ₄	Excluído	Excluído para fins de simplificação. Como o bagaço não fica armazenado durante mais de um ano, essa fonte de emissão é considerada pequena
		N ₂ O	Excluído	Excluído para fins de simplificação. Essa fonte de emissão é considerada muito pequena
	Água residual do tratamento de resíduos de biomassa	CO ₂	Excluído	Considera-se que as emissões de CO ₂ decorrentes do excedente de resíduos de biomassa não levam a alterações dos pools de carbono no setor LULUCF.
		CH ₄	Excluído	Essa fonte de emissão deve ser incluída nos casos em que a água residual é tratada (parcialmente) em condições anaeróbias.
		N ₂ O	Excluído	Excluído para fins de simplificação. Essa fonte de emissão é considerada pequena.

B.4 Descrição de como o cenário de linha de base é identificado e descrição do cenário de linha de base identificado:

O Projeto de Co-geração da Santa Cruz S.A - Açúcar e Alcool usa bagaço para a geração de calor e eletricidade. A atividade de projeto envolve a substituição de uma central por queima de resíduo de biomassa existente por uma nova central por queima de resíduo de biomassa. A substituição aumenta a capacidade de geração de energia elétrica. Na ausência da atividade de projeto, a planta existente também seria substituída por uma nova central por queima de resíduo de biomassa (denominada "planta de referência"); entretanto, essa planta de referência teria uma eficiência menor de geração de eletricidade que a planta do projeto (p. ex. usando uma caldeira de baixa pressão em vez de uma caldeira de alta pressão). O mesmo tipo e quantidade de resíduos de biomassa da planta do projeto seriam usados na planta de referência.

O cenário da ACM0006, no qual o projeto é analisado, foi identificado após o estudo das alternativas para os diferentes componentes do projeto. O resultado dessa análise dos componentes forneceu os seguintes resultados: a) na ausência da atividade de projeto, a energia gerada pela planta do projeto seria gerada (a) na planta de referência (alternativa P5) e – como a geração de energia é maior na planta do projeto do que na planta de referência – (b) parcialmente em centrais da rede (alternativa P4). A nova planta do projeto tem a mesma vida útil técnica que a planta de referência; b) biomassa: na ausência do projeto, os resíduos de biomassa teriam sido usados para a geração de calor e/ou eletricidade no local do projeto (alternativa B4); c) calor: na ausência da atividade de projeto, o calor gerado pela planta do projeto seria gerado na planta de



referência, com o mesmo tipo de resíduo de biomassa, mas com uma eficiência de geração térmica diferente (por exemplo, uma eficiência que é prática comum no setor industrial pertinente) (alternativa H2). As alternativas identificadas para os diferentes componentes da atividade de projeto correspondem ao cenário 18.

A eficiência térmica para as caldeiras da linha de base (média das plantas de referência) é de 7.277 kJ/kg bagaço; para as caldeiras do projeto, a eficiência térmica é de 7.493 kJ/kg bagaço. Fica demonstrado que a eficiência térmica da planta do projeto é maior que a eficiência térmica da planta considerada no cenário de linha de base. Considera-se que $ER_{heat,y} = 0$ (veja a equação 1, na página 23), portanto, o projeto está em conformidade com o cenário 18.

	Ref. planta 1	Ref. planta 2	Planta do projeto
Produção específica	2,27 kg vapor/kg bagaço	2,24 kg vapor/kg bagaço	2,23 kg vapor/kg bagaço
Entalpia do vapor	3.000 kJ/kg vapor	3.153 kJ/kg vapor	3.360 kJ/kg vapor

Nem ocorreu degradação dos resíduos de biomassa, nem a biomassa foi queimada de maneira não controlada, pois os resíduos de biomassa eram usados no passado para gerar eletricidade no local do projeto, para consumo interno. Para o cenário 18, $BE_{biomass,y} = 0$.

B.5. Descrição de como as emissões antropogênicas de GEEs por fontes são reduzidas para abaixo daquelas que teriam ocorrido na ausência da atividade de projeto de MDL registrada (avaliação e demonstração de adicionalidade):

Para se determinar se a atividade de projeto é adicional, é aplicada a ferramenta de adicionalidade versão 05 aprovada pelo Conselho Executivo. São aplicados os seguintes passos:

Passo 1. Identificação de alternativas à atividade de projeto de acordo com as leis e normas vigentes

Subpasso 1a. Definir alternativas à atividade de projeto

Para definir as alternativas à atividade de projeto, existem análises bilaterais que levam em consideração a perspectiva do proprietário do projeto e a perspectiva do país.

Da perspectiva do proprietário do projeto, o projeto de co-geração permite à empresa exportar eletricidade para a rede. Sem o projeto, a planta operaria com baixa eficiência energética e não conseguiria exportar eletricidade para a rede. Portanto, as alternativas à atividade de projeto são:

- A planta operaria com baixa eficiência energética e não conseguiria exportar eletricidade para a rede;
- A atividade de projeto implementada sem estar registrada como uma atividade de projeto de MDL.

Da perspectiva do país, a alternativa para produzir uma quantidade de energia semelhante à que a Usina Santa Cruz deve fornecer seria usar o sistema de geração atual, que recebe eletricidade de grandes usinas hidrelétricas e termelétricas. O Brasil está cada vez mais dependente das termelétricas. Nos mais recentes leilões de energia no Brasil, os resultados foram os seguintes: em um leilão realizado em 26 de



julho de 2007, houve um aumento de 1.781,8 MW no Sistema Elétrico Nacional, todos eles de termelétricas a óleo¹; em um leilão realizado em 16 de outubro de 2007, houve um aumento de 4.353 MW no Sistema Elétrico Nacional, do qual 69% foi proveniente de plantas a combustível fóssil (óleo, carvão e gás natural)².

Durante um período de reestruturação de todo o mercado elétrico brasileiro, como é a atual situação brasileira, a incerteza em relação aos investimentos se constitui na principal barreira para pequenos projetos de geração de energia renovável. Nesse cenário, esses projetos competem com as plantas existentes e com novos projetos, em que as plantas térmicas normalmente atraem a atenção dos investidores financeiros.

Subpasso 1b. Consistência com leis e normas obrigatórias

A utilização de eletricidade da rede está em total conformidade com todas as exigências jurídicas e regulatórias aplicáveis. O uso de eletricidade térmica no sistema de geração não apenas está em conformidade com as normas, mas também é de crescente importância. A atividade de projeto proposta não é a única alternativa em conformidade com as normas.

Passo 2. Análise de investimentos

Subpasso 2a. Determinar o método de análise apropriado

A adicionalidade é demonstrada através de uma análise de benchmark de investimento (opção III)

Subpasso 2b e 2c: Opção III - análise de benchmark

O indicador financeiro identificado para um projeto de co-geração como é o caso da Santa Cruz é a TIR do projeto e o benchmark é derivado do benchmark interno da empresa (custo médio ponderado de capital da empresa - CMPC).

Cálculo do custo médio ponderado de capital (CMPC)

A taxa usada para descontar o fluxo de caixa do negócio é também conhecida como custo médio ponderado de capital (CMPC). Ela converte o fluxo de caixa futuro em um valor presente para todos os investidores, considerando que tanto credores como acionistas esperam obter retorno em relação ao custo de oportunidade de investir recursos em um negócio específico, em vez de investir esses recursos em outro negócio de risco equivalente.

O princípio básico que deve ser seguido para calcular o CMPC é consistência do método de valorização e da definição do fluxo de caixa descontado. A fórmula usada para estimar o CMPC da companhia após os impostos é:

¹ Fonte: <http://www.epe.gov.br/Lists/LeilaoA32007/DispForm.aspx?ID=44>

² Fonte: Jornal Folha de São Paulo, 17/10/2007, <http://www1.folha.uol.com.br/fsp/dinheiro/fi1710200730.htm>



$$CMPC = [(Kd \times (1-t) \times Pd) + (Ke \times (1-Pd))] \quad \text{Equação A}$$

Onde:

CMPC = Custo médio ponderado de capital

Kd = Custo da dívida (capital de terceiros)

t = IRPJ marginal

Pd = Dívida como percentagem da capitalização total

Ke = Custo do capital próprio

Considerando que Santa Cruz - Açúcar e Alcool está sendo financiado com capital próprio e com outros devedores, adotamos o caso de uma empresa alavancada para calcular o CMPC da empresa.

O custo da dívida (Kd) é de 10,17% ao ano. É a linha de financiamento do BNDES oferecida à Santa Cruz - Açúcar e Alcool (10,17% TJLP).

A empresa tem uma Dívida total como percentagem da capitalização total (Pd) de 54,83%. A média do IRPJ marginal (t) é de 34% ao ano (esses dados são apresentados na planilha “Santa Cruz - Cash flow with sensitivity analysis.xls”, página “CMPC”, em F29 e L22).

A estimativa do Custo do capital próprio (Ke) foi feita utilizando os parâmetros observados nos mercados financeiros globais, permitindo a aplicação do modelo CAPM [abreviação do inglês "Capital Asset Pricing Model", modelo de determinação do preço dos ativos fixos]. Partindo dessas premissas, o custo do capital no Brasil deve estar próximo a um custo global de capital, ajustado para a inflação e a estrutura de capital locais. Deve-se observar que, em relação ao cálculo do diferencial de inflação, usamos uma estimativa da diferença composta entre a taxa de inflação local e a taxa de inflação dos EUA, durante dez anos. Além disso, para fins de cálculo, usamos um Beta - que mede o risco sistêmico de capital próprio dentro do setor da empresa, típico do setor de serviços ambientais. Assim, para calcular o custo de capital próprio da Santa Cruz - Açúcar e Alcool, usamos os seguintes parâmetros³:

Custo do capital próprio (Ke) – Santa Cruz - Açúcar e Alcool		
Prêmio de risco de crédito do BB em relação aos títulos de renda fixa do Tesouro dos EUA para 10 anos ⁴	Mais	1,52% a.a.
Diferença entre as inflações norte-americana e brasileira durante 10 anos	Mais	4,65% a.a.
Ajuste de risco de capital próprio do mercado com Beta de 1,04 ⁵	Mais	10,34% a.a.
Prêmio do risco de capital próprio no mercado internacional		5,50% a.a.
Custo do capital próprio da Santa Cruz - Açúcar e Alcool com o risco-país brasileiro		16,51% a.a.

³ Copeland et al.; Measuring and Managing the Value of Companies; Third Edition.

⁴ Fonte: Bloomberg

⁵ Considerando que a Santa Cruz - Açúcar e Alcool não está listada em suas Bolsas de Valores, os PPs decidiram usar usinas de açúcar semelhantes como benchmark. Portanto, os PPs usaram a média ponderada do Beta das duas usinas de açúcar listadas na Bovespa (Cosan e São Martinho).



Aplicando $K_e=16,51\%$ à Equação A acima:

$$CMPC = [(10,17\% \times (1 - 34\%) \times 54,83\% + (16,51\% \text{ a.a.} \times (1 - 54,83\%))] = 11,13\% \text{ a.a.}$$

Portanto, o custo médio ponderado de capital da Santa Cruz – Açúcar e Alcool é igual a 11,13% a.a. e esse número será usado para descontar o fluxo de caixa da empresa em todo este estudo.

Indicador financeiro, Taxa interna de retorno (TIR)

O fluxo de caixa da Santa Cruz (veja a planilha anexa “Santa Cruz - Cash flow with sensitivity analysis.xls”) mostra que a TIR do projeto sem as RCEs, de 9,3%, é menor que o CMPC de 11,13%. Isso evidencia que a atividade de projeto não é financeiramente atraente para o investidor.

Subpasso 2d: Análise de sensibilidade

Foi realizada uma análise de sensibilidade alterando-se os seguintes parâmetros:

- Aumento na receita do projeto
- Redução nos custos de operação

Aqueles parâmetros foram selecionados como sendo os mais prováveis para oscilar ao longo do tempo. Foram realizadas análises financeiras alterando cada um desses parâmetros em 5% e avaliando qual seria o impacto na TIR do projeto. Veja resultados na tabela a seguir. A variação de 5% foi escolhida a partir da inflação média anual brasileira.

Para obter o cálculo, veja a planilha anexa “Santa Cruz - Cash flow with sensitivity analysis.xls”, linhas 7 e 8.

Tabela 3 - Análise de sensibilidade

Cenário	% de alteração	TIR (%)
Original	-	9,30
Aumento na receita do projeto	5%	10,36
Redução nos custos de O&M do projeto	5%	10,01

Portanto, a TIR da atividade de projeto sem estar registrada como um projeto de MDL fica abaixo do benchmark do CMPC, evidenciando que a atividade de projeto não é financeiramente atraente para o investidor.

**Passo 3. Análise de barreiras:*****Subpasso 3a. Identificar barreiras que impediriam a implementação da atividade de projeto de MDL proposta******Barreiras institucionais***

Um artigo escrito em 2004 por dois professores de Planejamento Energético da Universidade Federal do Rio de Janeiro analisa as normas brasileiras de energia e identifica quatro pontos vulneráveis que podem prejudicar sua implementação adequada. Essas imprecisões se referem:

- 1) A garantia da compra da eletricidade. Alguns pontos ainda precisam ser esclarecidos, sobre:
 - a) os limites mínimo e máximo para a compra de energia;
 - b) a possibilidade do ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico determinar o aumento ou a diminuição da produção, dependendo da variação da demanda;
 - c) o pagamento pela disponibilidade de produção, nos períodos em que há oferta abundante de energia.
- 2) Problemas jurídicos na legislação das chamadas públicas. Algumas regras não são totalmente compatíveis com a legislação, o que pode causar anulações de contratações.
- 3) A forma como o preço da energia é estabelecido atualmente, pelo cálculo de um preço médio para cada tipo de fonte de energia, penaliza os projetos com custo-benefício menos elevado. Os autores sugerem que os preços devem ser estabelecidos de acordo com as características de cada projeto.

Link para este artigo (com um resumo em inglês):

<http://www.seeds.usp.br/pir/arquivos/congressos/CBPE2004/Artigos/PROINFA%20E%20CDE%20-%20QUESTIONAMENTOS%20SOBRE%20A%20LEGISLA%C7%C3O%20E%20REGULA.pdf>

Existe uma demanda crescente de energia no Brasil, mas que não está sendo atendida pelas plantas de biomassa. Nos mais recentes leilões de energia no Brasil, os resultados foram os seguintes: em um leilão realizado em 26 de julho de 2007, houve um aumento de 1.781,8 MW no Sistema Elétrico Nacional, todos eles de termelétricas a óleo⁶; em um leilão realizado em 16 de outubro de 2007, houve um aumento de 4.353 MW no Sistema Elétrico Nacional, do qual 69% foi proveniente de plantas a combustível fóssil (óleo, carvão e gás natural)⁷.

⁶ Fonte: <http://www.epe.gov.br/Lists/LeilaoA32007/DispForm.aspx?ID=44>

⁷ Fonte: Jornal Folha de São Paulo, 17/10/2007, <http://www1.folha.uol.com.br/fsp/dinheiro/fi1710200730.htm>



No leilão de energia para fontes de energia alternativa, realizado em 18 de junho de 2007, 2.803 MW foram qualificados, mas somente 638,64 MW foram negociados⁸, o que mostra a falta de interesse da maior parte dos participantes, em razão do preço e das condições apresentadas. Da estimativa de 2.000 a 3.000 MW disponíveis das plantas de bagaço de cana-de-açúcar, somente 542 MW foram vendidos.

As barreiras mencionadas acima no DCP ainda são válidas em 2007, o que pode ser evidenciado pelo fato de a geração de energia elétrica a partir do bagaço de cana-de-açúcar representar somente 2,69% da geração total de eletricidade no Brasil (veja a tabela abaixo).

Empreendimentos em Operação (em 16/10/2007)							
Tipo		Capacidade Instalada		%	Total		%
		N.º de Usinas	(kW)		N.º de Usinas	(kW)	
Hidro		658	76.776.350	70,91	658	76.776.350	70,91
Gás	Natural	78	10.162.302	9,39	108	11.313.280	10,45
	Processo	30	1.150.978	1,06			
Petróleo	Óleo Diesel	569	2.903.850	2,68	591	4.373.744	4,04
	Óleo Residual	22	1.469.894	1,36			
Biomassa	Bagaço de Cana	235	2.916.021	2,69	279	3.973.995	3,67
	Licor Negro	13	794.817	0,73			
	Madeira	26	224.207	0,21			
	Biogás	2	20.030	0,02			
	Casca de Arroz	3	18.920	0,02			
Nuclear		2	2.007.000	1,85	2	2.007.000	1,85
Carvão Mineral	Carvão Mineral	7	1.415.000	1,31	7	1.415.000	1,31
Eólica		15	236.850	0,22	15	236.850	0,22
Importação	Paraguai		5.650.000	5,46		8.170.000	7,55
	Argentina		2.250.000	2,17			
	Venezuela		200.000	0,19			
	Uruguai		70.000	0,07			
Total		1.660	108.266.219	100	1.660	108.266.219	100

Fonte: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/OperacaoCapacidadeBrasil.asp>

Essa tendência deve continuar, como mostra a imensa diferença entre as usinas térmicas a biomassa e as usinas a combustível fóssil concedidas pela ANEEL, em 16/10/2007:

Classe dos Combustíveis utilizados no Brasil - Garantias

⁸ Fonte: http://www.epe.gov.br/PressReleases/20070618_1.pdf



Combustível	Quantidade	Potência	%
Biomassa	30	249.834	2,48
Fóssil	87	9.786.470	97,34
Outros	7	18.100	0,18
Total	124	10.054.404	100

Barreira ao negócio principal

A história da indústria sucroalcooleira tem demonstrado que ela é um negócio tradicional estável e que tem ajudado firmemente a apoiar a economia do país. Ela tem desfrutado historicamente de apoio governamental, como preços fixos e subsídios. Outra característica deste setor é a especialização em transações de commodities (açúcar e etanol). Além de todas as barreiras mencionadas acima, é importante compreender que a venda de eletricidade a partir da co-geração representa apenas uma pequena participação das receitas anuais totais das usinas de açúcar. Como consequência, as usinas de açúcar preferem investir em equipamentos relacionados ao seu negócio principal, a produção de açúcar e melaços. Em geral, as receitas da venda de eletricidade em um projeto de co-geração representam menos de 10% das receitas totais de uma usina de açúcar. Para o projeto de co-geração da Santa Cruz – Açúcar e Álcool, a venda de eletricidade representa 8,76% das receitas líquidas totais.

Subpasso 3b. Mostrar que as barreiras identificadas não evitariam a implementação de pelo menos uma das alternativas (exceto a atividade proposta):

Como descrito acima, a principal alternativa para a atividade de projeto é continuar na mesma situação, com as usinas de açúcar concentrando seus investimentos somente em açúcar e etanol. Portanto, as barreiras acima não afetaram o investimento em outras oportunidades de negócios.

Passo 4. Análise da prática comum

Subpasso 4a. Analisar outras atividades semelhantes à atividade de projeto proposta:

Na estação de 2003/2004, existiam mais de 320 usinas de açúcar produzindo açúcar, etanol e eletricidade para seu próprio consumo de energia, das quais 226 estavam localizadas nas regiões central e sul do Brasil⁹. Na região sul do Brasil, menos de 20% criaram programas de expansão para suas centrais (Anuário da Cana, Procana: 2003).

O potencial de geração de eletricidade para comercialização (exportação para a rede) está estimado em cerca de 8,7 GW, de 2012 a 2013¹⁰. Esse potencial sempre existiu e cresceu junto com a indústria açucareira. Entretanto, os investimentos para ampliar as centrais das usinas de açúcar ocorreram somente a partir de 2000. Embora exista uma legislação flexível que permite a existência de produtores independentes de energia desde 1995, foi somente depois de 2000 que os produtores de açúcar

⁹ Açúcar e álcool do Brasil: Commodities da Energia e do Meio Ambiente. UNICA: 2004. Disponível em: www.portalunica.com.br

¹⁰ UNICA - União da Indústria de Cana-de-Açúcar (www.portalunica.com.br)



começaram a visualizar essa atividade de projeto proposta como uma alternativa de investimento para suas centrais juntamente com a introdução do MDL.

A Copersucar é uma das maiores cooperativas do setor no Brasil (*Jornal da Cana* – jornal do setor de cana-de-açúcar, outubro de 2006). Entre as plantas que são membros da Copersucar, considerando as plantas que não têm projetos de MDL, somente 10% aumentaram sua capacidade para exportar energia para a rede em 2006¹¹. Portanto, a atividade de projeto não deve ser considerada prática comum no Brasil.

Subpasso 4b. Discutir opções semelhantes que estão ocorrendo:

Como mostrado acima, existe uma demanda crescente de energia no Brasil, mas que não está sendo atendida pelas plantas de biomassa. Nos mais recentes leilões de energia no Brasil, os resultados foram os seguintes: em um leilão realizado em 26 de julho de 2007, houve um aumento de 1.781,8 MW no Sistema Elétrico Nacional, todos eles de termelétricas a óleo¹²; em um leilão realizado em 16 de outubro de 2007, houve um aumento de 4.353 MW no Sistema Elétrico Nacional, do qual 69% foi proveniente de plantas a combustível fóssil (óleo, carvão e gás natural)¹³.

No leilão de energia para fontes de energia alternativa, realizado em 18 de junho de 2007, 2.803 MW foram qualificados, mas somente 638,64 MW foram negociados¹⁴, o que mostra a falta de interesse da maior parte dos participantes, em razão do preço e das condições apresentadas. Da estimativa de 2.000 a 3.000 MW disponíveis das plantas de bagaço de cana-de-açúcar, somente 542 MW foram vendidos.

Esta situação vem reforçar o fato de que a atividade de projeto não deve ser considerada como prática comum.

B.6. Reduções de emissões:

B.6.1. Explicação das escolhas metodológicas:
--

A ACM0006 - "Metodologia de linha de base consolidada para geração de eletricidade interligada à rede a partir de resíduos de biomassa", versão 6, CE33, foi escolhida.

A metodologia escolhida se aplica aos projetos de co-geração com base em biomassa interligados à rede. A metodologia considera as reduções de emissões geradas a partir de projetos de co-geração utilizando bagaço de cana-de-açúcar. Isso se enquadra perfeitamente na operação do projeto de Co-geração da Santa Cruz S.A. - Açúcar e Álcool, portanto, a escolha da metodologia é justificada.

As equações que serão usadas no cálculo das reduções de emissões são as seguintes:

¹¹ Copersucar - Cooperativa de Produtores de Cana-de-açúcar, Açúcar e Álcool do Estado de São Paulo. Dados disponíveis somente para membros da cooperativa. Essas informações também podem ser acessadas no artigo "Usinas aproveitam co-geração e lucram com créditos de carbono" disponível em:

<http://www.seagri.ba.gov.br/noticias.asp?qact=view¬id=8143>

¹² Fonte: <http://www.epe.gov.br/Lists/LeilaoA32007/DispForm.aspx?ID=44>

¹³ Fonte: Jornal Folha de São Paulo, 17/10/2007, <http://www1.folha.uol.com.br/fsp/dinheiro/fi1710200730.htm>

¹⁴ Fonte: http://www.epe.gov.br/PressReleases/20070618_1.pdf



$$ER_y = ER_{heat,y} + ER_{electricity,y} - PE_y - L_y \quad \text{Equação 1}$$

Onde:

ER_y são as reduções de emissões da atividade de projeto durante o ano y

$ER_{electricity,y}$ são as reduções de emissões decorrentes do deslocamento de eletricidade no ano y

$ER_{heat,y}$ são as reduções de emissão decorrentes do deslocamento de calor durante o ano y . Como afirmado na seção B.4, esse termo é zero.

PE_y são as emissões do projeto no ano y (zero para esta atividade de projeto)

L_y são as emissões das fugas no ano y (zero para esta atividade de projeto)

Estimativa das emissões do projeto:

Não foram identificadas atividades que aumentem as emissões de GEE. Portanto, não é necessário nenhum cálculo de estimativa das emissões de GEEs. As emissões do projeto (PE_y) são zero.

Emissões estimadas de fugas:

A principal fonte de fugas na metodologia ACM0006 é considerada como sendo o aumento no consumo de combustível fóssil resultante do desvio da biomassa. Não ocorre desvio de biomassa; portanto, não existem fugas. Pelas razões explicadas, as fugas (L_y) são consideradas zero.

Reduções estimadas de emissões resultantes do deslocamento de eletricidade:

A quantidade de eletricidade a ser considerada para o deslocamento de energia da rede é calculada usando a equação abaixo. Esta equação corresponde ao cenário 18 escolhido da metodologia ACM0006:

$$EG_y = EG_{projectplant,y} * \left(1 - \frac{\varepsilon_{el,baselineplant}}{\varepsilon_{el,projectplant,y}} \right) \quad \text{Equação 2}$$

EG_y é determinada com base na eficiência líquida média de geração de eletricidade na planta de referência que seria instalada na ausência da atividade de projeto e que teria menor eficiência de geração elétrica que a planta do projeto ($\varepsilon_{el,baselineplant} = \varepsilon_{el,referenceplant}$), e na eficiência líquida média de geração de eletricidade na planta do projeto após a implementação do projeto, $\varepsilon_{el,projectplant,y}$, mostrado na Equação 2, onde:

EG_y é a quantidade líquida de aumento na geração de eletricidade como resultado da atividade de projeto (incremental à geração de linha de base) durante o ano y em MWh,

$EG_{projectplant,y}$ é a quantidade líquida de eletricidade gerada na planta do projeto durante o ano y em MWh,

$\varepsilon_{el,baselineplant}$ é a eficiência média de geração de eletricidade na planta da linha de base (MWh_{el}/MWh_{biomass})

$\varepsilon_{el,projectplant,y}$ é a eficiência energética líquida média de geração de eletricidade na planta do projeto, expressa em



MWh_{el}/MWh_{biomass}, dividindo a geração de eletricidade durante o ano y pela soma de todos os combustíveis (tipos de resíduos de biomassa k e tipos de combustíveis fósseis i), expressa em unidades de energia, como a seguir:

$$\varepsilon_{el, project plant, y} = \frac{EG_{project plant, y}}{\sum_k NCV_k \cdot BF_{k, y} + \sum_i NCV_i \cdot FF_{project plant, i, y}}$$

onde:

$\varepsilon_{el, project plant, y}$ = Eficiência energética líquida média de geração de eletricidade na planta do projeto

$EG_{project plant, y}$ = Quantidade líquida de eletricidade gerada na planta do projeto durante o ano y (MWh)

$BF_{k, y}$ = Quantidade de resíduo de biomassa do tipo k queimado na planta do projeto durante o ano y (toneladas de matéria seca)

NCV_k = Poder calorífico inferior do resíduo de biomassa do tipo k (GJ/t de matéria seca ou GJ/litro)

NCV_i = Poder calorífico inferior do combustível fóssil do tipo i (GJ / unidade de massa ou volume)

$FF_{project plant, i, y}$ = Quantidade do tipo de combustível fóssil i queimado na central por queima de resíduo de biomassa durante o ano y (unidade de massa ou volume ao ano)

Para o primeiro período de obtenção de créditos, as reduções de emissões decorrentes do deslocamento de eletricidade ($ER_{electricity, y}$ em tCO₂e) serão calculadas como a seguir:

$$ER_{electricity, y} = 0,2826 \times EG_y \quad \text{Equação 3}$$

A redução de emissão pela atividade de projeto (ER_y em tCO₂e) durante um determinado ano (y) é a diferença entre as reduções de emissões decorrentes do deslocamento de eletricidade ($ER_{electricity, y}$), as emissões do projeto (PE_y) e as emissões devidas a fugas (L_y), como a seguir:

$$ER_y = ER_{electricity, y} - PE_y - L_y = 0,2826 \times EG_y - PE_y - 0 \quad \text{Equação 4}$$

b) ACM0002 - “Metodologia de linha de base consolidada para geração de eletricidade interligada à rede a partir de fontes renováveis”, Versão 6, datada de 19/05/2006.

Como a capacidade de geração de energia elétrica da planta do projeto é maior que 15 MW, $EF_{grid, y}$ deve ser calculado como uma margem combinada (CM), seguindo a orientação da seção “Linhas de base” na “Metodologia de linha de base consolidada para geração de eletricidade interligada à rede a partir de fontes renováveis” (ACM0002).

O cálculo de reduções de emissões a partir do deslocamento de eletricidade da rede inclui um cálculo para o fator de emissão da linha de base (EF_y) que é igual a uma margem combinada (CM), que consiste em uma média ponderada dos fatores da margem de operação (OM) e da margem de construção (BM). Dessa forma, a metodologia inicia com o cálculo dos fatores de emissão de OM e BM e termina com o cálculo do fator de emissão da linha de base de eletricidade. A ACM0002 segue uma abordagem em três passos, como a seguir:

- **PASSO 1** - Calcular o(s) fator(es) de emissão da margem de operação, com base em um dos seguintes métodos
 - Margem de operação simples
 - Margem de operação simples ajustada
 - Margem de operação da análise dos dados de despacho
 - Margem de operação média.

A margem de operação da análise dos dados de despacho deve ser a primeira escolha metodológica. Uma vez que o operador nacional do sistema elétrico brasileiro não forneceu dados suficientes, a opção não está atualmente disponível. A margem de operação simples pode ser utilizada somente quando os recursos de baixo custo/operação ininterrupta ¹⁵ constituírem menos de 50% do total gerado na rede em: 1) média dos 5 últimos anos, ou 2) com base nos valores normais a longo prazo para produção de energia hidrelétrica. A participação da energia hidrelétrica em relação à produção total de eletricidade para o sistema interligado brasileiro sul/sudeste/centro-oeste é muito maior que 50% (veja a tabela 8 abaixo), o que faz com que a margem de operação simples não se aplique ao projeto.

Tabela 4 - Participação da geração de energia hidrelétrica no sistema interligado brasileiro S-SE-CO, de 2002 a 2006 (ONS, 2007).

Ano	Participação de energia hidrelétrica (%)
2002	88,9%
2003	90,7%
2004	86,9%
2005	88,2%
2006	86,1%

A quarta alternativa, uma margem de operação média, é uma simplificação excessiva e não reflete, de forma alguma, o impacto da atividade de projeto na margem de operação. Assim, a margem de operação simples ajustada será usada no projeto.

O fator de emissão da margem de operação simples ajustada ($EF_{OM,ajustada,y}$ em tCO₂/MWh) é uma variação da margem de operação simples, onde as fontes de energia (inclusive importações) são separadas entre fontes de energia de baixo custo/inflexíveis (k) e outras fontes de energia (j):

$$EF_{OM, simple-adjusted,y} = (1 - \lambda_y) \frac{\sum_{i,j} F_{i,j,y} \cdot COEF_{i,j}}{\sum_j GEN_{j,y}} + \lambda_y \cdot \frac{\sum_{i,k} F_{i,k,y} \cdot COEF_{i,k}}{\sum_k GEN_{k,y}} \quad \text{Equação 5}$$

Onde:

- λ_y é a proporção de horas no ano y (em %) para a qual as fontes de baixo custo/inflexíveis estão na margem,
- $F_{i,j,y}$ é o total de combustível i (em unidade de massa ou volume) consumido por fontes relevantes de energia j (análogo para fontes k) em ano(s) y ,
- j é referente às fontes de energia que alimentam eletricidade na rede, não incluindo as usinas de baixo custo de operação e inflexíveis e incluindo as importações para a rede.

¹⁵ Custos baixos de operação e recursos inflexíveis normalmente incluem geração hídrica, geotérmica, eólica, de biomassa de baixo custo, nuclear e solar (AM0015, 2004).



Para as importações de um sistema elétrico interligado localizado em outro país, o fator de emissão é 0 (zero).

- k é referente às fontes de energia de baixo custo de operação e inflexíveis.
- $COEF_{i,j}$ é o coeficiente de CO_{2e} de combustível i (tCO_{2e} / unidade de massa ou volume de combustível), levando em conta o potencial de emissão de dióxido de carbono equivalente dos combustíveis usados por fontes relevantes de energia j (análogo para fontes k) e a oxidação percentual do combustível em ano(s) y e
- $GEN_{j,y}$ é a eletricidade (MWh) alimentada na rede pela fonte j (análoga para fontes k).

Os números mais atuais do sistema interligado S-SE-CO foram obtidos do ONS (*Operador Nacional do Sistema Elétrico*) na forma de relatórios diários consolidados (ONS-ADO, 2004). Foram considerados os dados de 143 centrais, abrangendo uma capacidade instalada de 68,2 GW e geração de eletricidade de cerca de 932 TWh, durante o período de três anos. Com os números do ONS, a Equação 6 é calculada, como descrito a seguir:

$$EF_{OM-LCMR,y} = \frac{\sum_{i,k} F_{i,k,y} \cdot COEF_{i,k}}{\sum_k GEN_{j,k}} \quad \text{Equação 6}$$

Onde:

- $EF_{OM-LCMR,y}$ é o fator de emissão para recursos de baixo custo/inflexíveis (em tCO_2/MWh) por fontes de energia relevantes k em ano(s) y .

Os recursos de baixo custo/inflexíveis no sistema interligado brasileiro S-SE-CO são centrais termelétricas e hidrelétricas, consideradas livres de emissões de gases de efeito estufa, ou seja, o $COEF_{i,j}$ dessas centrais é zero. Assim, o fator de emissão dos recursos de baixo custo/inflexíveis resulta em: $EF_{OM,y} = 0$.

$$EF_{OM,y} = (1 - \lambda_y) \frac{\sum_{i,j} F_{i,j,y} \cdot COEF_{i,j}}{\sum_j GEN_{j,y}} \quad \text{Equação 7}$$

Onde:

- $EF_{OM,y}$ é o fator de emissão da margem de operação simples (em tCO_2/MWh) ou o fator de emissão para recursos não de baixo custo/inflexíveis por fontes relevantes de energia j em ano(s) y .

Os recursos não de baixo custo/inflexíveis no sistema interligado brasileiro S-SE-CO são centrais termelétricas de queima de carvão mineral, óleo combustível, gás natural e óleo diesel. Essas centrais geram emissões de gases de efeito estufa, não equilibradas, calculadas da seguinte forma:

Essas centrais geram emissões de gases de efeito estufa, não equilibradas. O produto $\sum_{i,k} F_{i,k,y} \cdot COEF_{i,k}$ para cada uma das plantas foi obtido a partir da:

$$F_{i,k,y} = \frac{GEN_{i,k,y} \cdot 3.6 \times 10^{-6}}{\eta_{i,k,y} \cdot NCV_i} \quad \text{Equação 8}$$

$$COEF_{i,k} = NCV_i \cdot EF_{CO2,i} \cdot 44/12 \cdot OXID_i \quad \text{Equação 9}$$

$$\text{Assim: } F_{i,k,y} \cdot COEF_{i,k} = \frac{GEN_{i,k,y} \cdot EF_{CO2,i} \cdot OXID_i \cdot 44/12 \cdot 3.6 \times 10^{-6}}{\eta_{i,k,y}} \quad \text{Equação 10}$$

Onde a variável e os parâmetros usados são:

- $\sum_{i,j} F_{i,j,y}$ é fornecido em [kg], $COEF_{i,j}$ em [tCO₂e/kg] e $F_{i,k,y} \cdot COEF_{i,k}$ em [tCO₂e]
 - $GEN_{i,k,y}$ é a geração de eletricidade para a planta k , com combustível i , no ano y , obtida do banco de dados do ONS, em MWh
 - $EF_{CO_2,i}$ é o fator de emissão para o combustível i , obtido das Diretrizes Revisadas de 1996 do IPCC para Inventários Nacionais de Gases de Efeito Estufa, em tC/TJ.
 - $OXID_i$ é o fator de oxidação para o combustível i , obtido das Diretrizes Revisadas de 1996 do IPCC para Inventários Nacionais de Gases de Efeito Estufa, em %.
 - 44/12 é o fator de conversão de carbono de tC para tCO₂.
 - $3,6 \times 10^{-6}$ é o fator de conversão de energia, de MWh para TJ.
 - $\eta_{i,k,y}$ é a eficiência térmica da planta k , operando com combustível i , no ano y , obtida do PCF (2003).
 - NCV_i é o poder calorífico inferior do combustível i [TJ/kg].
- $\sum_{k,y} GEN_{k,y}$ é obtido do banco de dados do ONS, como o somatório da geração de eletricidade dos recursos não de baixo custo/inflexíveis, em MWh.

Tabela 5 - Proporção de horas no ano y (em %) para a qual as fontes de baixo custo/inflexíveis estão na margem no sistema S-SE-CO para o período de 2004 a 2006 (ONS-ADO, 2005).

Ano	$\frac{\sum_{i,k} F_{i,k,y} \cdot COEF_{i,k}}{\sum_k GEN_{k,y}}$ [tCO ₂ /MWh]	λ_y [%]
2004	0,9886	0,4937
2005	0,9653	0,5275
2006	0,8071	0,4185

Com os números do ONS, o primeiro passo foi calcular os fatores de emissão e o fator lambda para a margem de operação simples. Os fatores λ_y são calculados conforme indicado na metodologia ACM0002, com os dados obtidos do banco de dados do ONS. Figura 6, Figura 7, Figura 8 apresentam as curvas de duração da carga e λ_y a determinação para os anos 2004, 2005 e 2006, respectivamente (veja abaixo, no Anexo 3). Os resultados dos anos 2004, 2005 e 2006 são apresentados na Tabela 5.

Finalmente, aplicando os números obtidos para calcular $EF_{OM,simples-ajustada,2002-2004}$ como a média ponderada de $EF_{OM,simples-ajustada,2004}$, $EF_{OM,simples-ajustada,2005}$ e $EF_{OM,simples-ajustada,2006}$ e λ_y à Equação 7:

$$\bullet \quad EF_{OM,simples-ajustada,2004-2006} = 0,4749 \text{ tCO}_2\text{e/MWh}$$

- **PASSO 2** – Calcular o fator de emissão da margem de construção ($EF_{BM,y}$) como o fator de emissão da média ponderada da geração (tCO₂e/MWh) de uma amostra de centrais m , como a seguir:

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



Onde $F_{i,m,y}$, $COEF_{i,m}$ e $GEN_{m,y}$ são análogas às variáveis descritas para o método da margem de operação simples (ACM-0002) para as plantas m , com base nas informações mais atuais disponíveis sobre as plantas já construídas. O grupo de amostra m consiste em uma das seguintes:

- As cinco centrais que foram construídas mais recentemente ou
- As adições de capacidade das centrais do sistema elétrico que abrangem 20% da geração do sistema (em MWh) e que foram construídas mais recentemente.

Os participantes do projeto devem usar, dessas duas opções, o grupo de amostra que abrange a maior geração anual.

Aplicando os dados do operador nacional do sistema elétrico brasileiro à equação acima:

$$EF_{BM,2005} = 0,0903 \text{ tCO}_2\text{/MWh}$$

- **PASSO 3** – Calcular o fator de emissão da linha de base EF_y , como a média ponderada do fator da margem de operação ($EF_{OM,y}$) e do fator da margem de construção ($EF_{BM,y}$):

$$EF_y = w_{OM} \cdot EF_{OM,y} + w_{BM} \cdot EF_{BM,y} \quad \text{Equação 11}$$

Por fim, o fator de emissão de eletricidade da linha de base é calculado através de uma fórmula de média ponderada que considera tanto a OM como a BM, sendo os pesos 50% e 50% por padrão:

$$EF_y = 0,5 \times 0,4749 + 0,5 \times 0,0903$$

$$EF_y = 0,2826 \text{ tCO}_2\text{/MWh}$$

**B.6.2. Dados e parâmetros disponíveis na validação:**

Dado / parâmetro:	EF_{grid,y}
Unidade dos dados:	tCO ₂ /MWh
Descrição:	Fator de emissão de CO ₂ para a eletricidade da rede durante o ano <i>y</i>
Fonte dos dados usados:	Dados fornecidos pelo ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico). Cálculos de acordo com a metodologia aprovada – ACM0002, versão 6, 2006
Valor aplicado:	0,2826
Justificativa da escolha dos dados ou descrição de métodos e procedimentos de medição realmente aplicados	O fator de emissão da rede foi calculado de acordo com a metodologia de monitoramento aprovada ACM0002 versão 06. Calculado como uma soma ponderada dos fatores de emissão OM e BM.
Comentários:	

Dado / parâmetro:	EF_{BMgrid,y}
Unidade dos dados:	tCO ₂ /MWh
Descrição:	Fator de emissão da margem de construção de CO ₂ para a eletricidade da rede durante o ano <i>y</i>
Fonte dos dados usados:	Dados fornecidos pelo ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico). Cálculos de acordo com a metodologia aprovada – ACM0002, versão 6, 2006
Valor aplicado:	0,0903
Justificativa da escolha dos dados ou descrição de métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	<i>O cálculo ex-ante</i> se baseia nas informações mais recentes disponíveis sobre as plantas já construídas para o grupo de amostra <i>m</i> na época do envio do DCP. O grupo de amostra <i>m</i> consiste nas cinco centrais que foram construídas mais recentemente ou nas adições de capacidade das centrais do sistema elétrico que abrangem 20% da geração do sistema (em MWh) e que foram construídas mais recentemente.
Comentários:	

Dado / parâmetro:	EF_{OMgrid,y}
Unidade dos dados:	tCO ₂ /MWh
Descrição:	Fator de emissão da margem de operação de CO ₂ para a eletricidade da rede durante o ano <i>y</i>
Fonte dos dados usados:	Dados fornecidos pelo ONS Cálculos de acordo com a metodologia aprovada – ACM0002
Valor aplicado:	0,4749
Justificativa da escolha dos dados ou descrição de métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	De acordo com a ACM0002, versão 6, de 19 de maio de 2006, a opção escolhida para o cálculo do fator de emissão neste projeto é a opção (a): fator da margem de operação simples ajustada. Essa escolha se deve ao fato de que, no Brasil, ainda que a maior parte da energia produzida no país seja proveniente de energia hidrelétrica, a maioria desses investimentos de baixo custo em hidrelétricas está esgotada. Assim, surge a possibilidade de investimentos em fontes não renováveis, como em centrais termelétricas. Como as usinas térmicas usam fósil, essas companhias acabam tendo custos operacionais mais altos do



	que as hidrelétricas. Como resultado, é provável que sejam deslocadas por qualquer hidrelétrica adicionada à rede. Veja mais detalhes no Anexo 3
Comentários:	

Dado / parâmetro:	ael, reference plant
Unidade dos dados:	MWh _{el} / MWh _{biomass}
Descrição:	Eficiência energética média líquida na geração de energia elétrica ou calor nas centrais de referência que usaria os resíduos de biomassa queimados na planta do projeto, na ausência da atividade de projeto
Fonte dos dados:	A lista de novas plantas que exportam energia para a rede foi obtida no website da Única. A eficiência delas foi obtida com dados obtidos diretamente dos produtores.
Valor aplicado:	0,034
Justificativa da escolha dos dados ou descrição de métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	Veja o cálculo na seção B.6.3.
Comentários:	

B.6.3 Cálculo ex-ante das reduções de emissões:

As tabelas a seguir mostram os dados estimados para exportação de energia e consumo de bagaço do Projeto a partir da data de início da atividade de projeto:

Ano	Energia exportada (MWh)
2008 (a partir de 01/09) (*)	55.692
2009 (*)	171.360
2010 (*)	192.780
2011 (*)	192.780
2012 (*)	192.780
2013 (*)	192.780
2014 (*)	192.780
2015 (até 31/08) (*)	96.390



Ano	Energia consumida (MWh)
2008 (a partir de 01/09) (*)	89.964
2009 (*)	89.964
2010 (*)	89.964
2011 (*)	89.964
2012 (*)	89.964
2013 (*)	89.964
2014 (*)	89.964
2015 (até 31/08) (*)	44.982

Ano	Sistemas auxiliares (MWh)
2008 (a partir de 01/09) (*)	12.441,6
2009 (*)	13.383,2
2010 (*)	13.383,2
2011 (*)	13.383,2
2012 (*)	13.383,2
2013 (*)	13.383,2
2014 (*)	13.383,2
2015 (até 31/08) (*)	6.691,6

Ano	Consumo de bagaço (toneladas)
2008 (a partir de 01/09) (*)	745.364
2009 (*)	867.036
2010 (*)	867.036
2011 (*)	867.036
2012 (*)	867.036
2013 (*)	867.036
2014 (*)	867.036
2015 (até 31/08) (*)	433.518

(*) estimado considerando 210 dias de colheita de cana-de-açúcar.



A partir desses valores, EG_y é calculado, de acordo com as equações na seção B.6.1, como mostrado na planilha anexa “Santa Cruz_calculation CERs_2008.03.19.xls”, com os resultados mostrados abaixo:

Ano	EG projectplant, y (MWh)	$\epsilon_{el, project, y}$ (adimensional)	EG_y (MWh)
2008 (a partir de 01/09) (*)	133.214	0,0878	81.636
2009 (*)	247.941	0,1405	187.943
2010 (*)	269.361	0,1526	209.363
2011 (*)	269.361	0,1526	209.363
2012 (*)	269.361	0,1526	209.363
2013 (*)	269.361	0,1526	209.363
2014 (*)	269.361	0,1526	209.363
2015 (até 31/08) (*)	134.680	0,1526	104.682

Cálculo de $\epsilon_{el, reference plant, y}$

As plantas de referência foram encontradas primeiro através de uma comparação entre as usinas de açúcar existentes no Brasil na colheita de 2006/2007 e as usinas de açúcar existentes na colheita de 2004/2005, no site da Unica – União da Indústria de Cana-de-Açúcar (<http://www.portallunica.com.br/portallunica/?Secao=referencia&SubSecao=estatisticas&SubSubSecao=ranking>). A lista das plantas novas, que estão presentes somente na lista de 2006/2007, é apresentada no arquivo anexo “Brazil new sugar mills 2006 2007.xls”. Então, entre essas plantas novas, foi realizada uma pesquisa para descobrir quais delas não exportam ou exportam uma quantidade pequena de energia para a rede, ou seja, plantas novas que têm uma eficiência menor de geração de eletricidade que a planta do projeto.

Planta A (iniciou a operação em junho de 2006) – eficiência: 3,09%

Planta B (iniciou a operação em maio de 2006) – eficiência: 3,47%

Planta C (iniciou a operação em abril de 2005) – eficiência: 3,63%

Obtendo a eficiência média dessas plantas:

$$\epsilon_{el, reference plant} = 0,034$$

Por fim, as reduções de emissões serão as seguintes:

Ano	ER_y (tCO ₂)
2008 (a partir de 01/09) (*)	23.070
2009 (*)	53.113
2010 (*)	59.166
2011 (*)	59.166



2012 (*)	59.166
2013 (*)	59.166
2014 (*)	59.166
2015 (até 31/08) (*)	29.583
Total	401.596

B.6.4 Resumo da estimativa ex-ante de reduções de emissões:

A implementação total do projeto da Santa Cruz S.A - Açúcar e Alcool interligado à rede elétrica interligada sul/sudeste/centro-oeste brasileira evitará uma média anual estimada de emissões de cerca de 57.371 tCO₂e e uma redução total de cerca de 401.596 tCO₂e durante o primeiro período de obtenção de créditos de 7 anos (até e inclusive 2015; veja a Tabela 6):

Tabela 6 - Estimativa de reduções de emissões

Anos	Estimativa das reduções de emissões da atividade de projeto (toneladas de CO₂e)	Estimativa das reduções de emissões da linha de base (toneladas de CO₂e)	Estimativa das fugas (toneladas de CO₂e)	Estimativa das reduções de emissões (toneladas de CO₂e)
2008 (a partir de 01/09) (*)	0	23.070	0	23.070
2009 (*)	0	53.113	0	53.113
2010 (*)	0	59.166	0	59.166
2011 (*)	0	59.166	0	59.166
2012 (*)	0	59.166	0	59.166
2013 (*)	0	59.166	0	59.166
2014 (*)	0	59.166	0	59.166
2015 (até 31/08) (*)	0	29.583	0	29.583
Total (toneladas de CO₂e)	0	401.596	0	401.596

B.7 Aplicação da metodologia de monitoramento e descrição do plano de monitoramento:**B.7.1 Dados e parâmetros monitorados:**

Todas as informações monitoradas listadas nesta seção ficarão arquivadas durante dois anos após o final do período de obtenção de créditos.

Dado / parâmetro:	EGproject plant,
Unidade dos dados:	MWh
Descrição:	Quantidade líquida de eletricidade gerada na planta do projeto durante o ano y
Fonte dos dados a serem usados:	Leituras da medição da energia interligada à planta do projeto
Valor dos dados aplicados com o	269.361 MWh no final do primeiro período de obtenção de créditos



objetivo de calcular as reduções de emissões esperadas na seção B.5	
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	A Santa Cruz medirá a quantidade de eletricidade exportada, a quantidade de eletricidade consumida internamente e a quantidade de eletricidade consumida pelos sistemas auxiliares.
Procedimentos de GQ/CQ a serem aplicados:	A consistência da geração de eletricidade líquida medida deve ser cruzada com os recibos de venda de eletricidade (se disponíveis) e com a quantidade de combustíveis queimados. (p.ex. verificar se a geração de eletricidade dividida pela quantidade de combustíveis queimados resulta em uma eficiência razoável que é comparável a dos anos anteriores).
Comentários:	

Dado / parâmetro:	EG_y
Unidade dos dados:	MWh
Descrição:	Quantidade líquida de aumento na geração de eletricidade como resultado da atividade de projeto durante o ano y
Fonte dos dados a serem usados:	Calculados de acordo com a equação 2, na seção B.6.1
Valor dos dados aplicados com o objetivo de calcular as reduções de emissões esperadas na seção B.5	209.363 MWh no final do primeiro período de obtenção de créditos
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	Calculados trimestralmente. Os dados serão arquivados durante o período de obtenção de créditos e dois anos após.
Procedimentos de GQ/CQ a serem aplicados:	
Comentários:	

Dado / parâmetro:	$FC_{\text{bagaço}}$
Unidade dos dados:	Toneladas métricas
Descrição:	Quantidade de bagaço queimada na planta do projeto durante o ano y
Fonte dos dados a serem usados:	Medições no local
Valor dos dados aplicados com o objetivo de calcular as reduções de emissões esperadas na seção B.5	Veja a tabela na seção B.6.3.
Descrição dos métodos e procedimentos de	Monitorados continuamente, com um balanço anual de energia. Corrigir pelo teor de umidade para determinar a quantidade de biomassa seca. A quantidade



medição a serem aplicados:	deve ser cruzada com a quantidade de eletricidade (e calor) gerada e com os recibos de compra de combustível (se disponíveis). Os dados serão arquivados durante o período de obtenção de créditos e dois anos após.
Procedimentos de GQ/CQ a serem aplicados:	Fazer a verificação cruzada entre as medições e o balanço anual de energia feito com base nas quantidades compradas e nas alterações de estoque.
Comentários:	

Dado / parâmetro:	NCV_{bagaço}
Unidade dos dados:	GJ/t de bagaço
Descrição:	Poder calorífico inferior do bagaço
Fonte dos dados:	Medições
Valor dos dados aplicados com o objetivo de calcular as reduções de emissões esperadas na seção B.5:	Veja a tabela na seção B.6.3.
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	As medições devem ser realizadas em laboratórios conceituados e de acordo com os padrões internacionais pertinentes. Medir o NCV com base na biomassa seca.
Procedimentos de GQ/CQ:	Verificar a consistência das medições comparando os resultados das medições com: medições dos anos anteriores, fontes relevantes de dados (por exemplo, valores nos documentos, valores usados no inventário nacional de GEE) e valores padrão do IPCC. Se os resultados das medições diferirem significativamente das medições anteriores ou de outras fontes relevantes de dados, realizar medições adicionais. Garantir a determinação do NCV com base na massa seca.
Comentários:	

Dado / parâmetro:	Teor de umidade dos resíduos de biomassa
Unidade dos dados:	% Conteúdo de umidade
Descrição:	Teor de umidade do bagaço
Fonte dos dados:	Medições no local
Valor dos dados aplicados com o objetivo de calcular as reduções de emissões esperadas na seção B.5:	
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	Os dados devem ser medidos continuamente e os valores médios calculados anualmente.



Procedimentos de GQ/CQ:	
Comentários:	

Dado / parâmetro:	ϵ_{boiler}
Unidade dos dados:	
Descrição:	Eficiência energética média líquida de geração de calor na caldeira, que geraria calor na ausência da atividade de projeto.
Fonte dos dados:	O valor mais alto entre (a) a eficiência medida e (b) as informações do fabricante sobre a eficiência
Valor dos dados aplicados com o objetivo de calcular as reduções de emissões esperadas na seção B.5:	Não aplicado para o cálculo de reduções de emissões neste projeto
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	De acordo com o documento “Boiler efficiency calculation data.xls”, preparado pela Santa Cruz (cópia sob solicitação)
Procedimentos de GQ/CQ:	Verificar a consistência com as informações do fabricante ou a eficiência das plantas comparáveis.
Comentários:	

**B.7.2 Descrição do plano de monitoramento:**

Conforme os procedimentos definidos pela metodologia de monitoramento aprovada ACM0006, os dados que serão monitorados durante a vida do contrato são a quantidade líquida de eletricidade gerada na planta do projeto ($EG_{\text{project plant},y}$) e a quantidade de bagaço (e seu NCV). O proprietário do projeto medirá continuamente esses valores.

O patrocinador do projeto irá prosseguir com as medidas necessárias para monitoramento e controle da energia. Junto com as informações produzidas pela ANEEL e pelo ONS, será possível monitorar a geração de energia do projeto e o mix de energia da rede.

A medição da energia gerada para a rede será feita por meio de dois medidores eletrônicos redundantes trifásicos, quatro fios, modelo ELO.2180. Eles serão instalados em painéis metálicos na sala de controle 1 e 2 da Companhia Bioenergética Santa Cruz. Como o sistema é redundante, se ocorrer algum problema com o medidor que é usado na coleta dos dados para a fatura das vendas de energia, as medições serão feitas pelo segundo medidor. Se os dois apresentarem problemas, a Santa Cruz terá medidores ELO.2180 adicionais, um para cada gerador, que serão usados para controle interno. Os dados de todos os medidores serão enviados para um sistema de gerenciamento de demanda de energia.

A calibração dos instrumentos será realizada de acordo com as normas da ANEEL *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST – Módulo 5 – Sistemas de Medição*, documento PND1A-DE8-0550, de 20 de outubro de 2005 (<http://www.aneel.gov.br>).

Como a quantidade de bagaço é calculada analiticamente, os instrumentos usados para análise laboratorial são todos calibrados pela Santa Cruz, o que pode ser verificado no local. A medição do NCV do bagaço será feita por laboratórios independentes, de forma que a Santa Cruz não é responsável por sua calibração. A medição da umidade do bagaço é feita com uma amostra de 50 g coletada na saída da usina. Após ser pesada, essa amostra passa por uma estufa Spencer, a 105°C, durante 30 minutos, para secagem. Depois desse período, a amostra é pesada novamente. O valor da umidade é obtida pela diferença das duas medições. A balança é calibrada anualmente por uma empresa denominada CETEC (cópia sob solicitação).

A metodologia considera o monitoramento de reduções nas emissões geradas a partir de projetos de co-geração utilizando bagaço de cana-de-açúcar. O plano de monitoramento para reduções de emissão que ocorrem dentro do limite do projeto é feito com base no monitoramento da quantidade de eletricidade fornecida para a rede. O fator de emissão da linha de base de eletricidade é determinado ex-ante e será atualizado somente na renovação do período de obtenção de créditos.

O projeto de co-geração da Santa Cruz S.A. - Açúcar e Alcool é responsável pelo gerenciamento, monitoramento e elaboração dos relatórios do projeto, e também pela organização e treinamento da equipe nas técnicas adequadas de monitoramento, medição e elaboração de relatórios. A pessoa encarregada do monitoramento e elaboração de relatórios do projeto é Rudinei Sergio Pestana, Coordenador do Gerenciamento Integrado. A equipe também será treinada na operação das caldeiras e dos geradores elétricos.

A manutenção geral e a manutenção dos equipamentos e instalações será feita anualmente, de acordo com os procedimentos internos da Santa Cruz S.A - Açúcar e Alcool e com as recomendações dos



fabricantes. Os procedimentos estabelecidos refletem as boas práticas de monitoramento e elaboração de relatórios.

O projeto de co-geração da Santa Cruz S.A. - Açúcar e Álcool irá monitorar a emissão de SO_x, NO_x e CO, seguindo a CONAMA (Conselho Nacional do Meio Ambiente) resolução. 382, de 26/12/2006, e a produção de resíduos sólidos na combustão de bagaço nas caldeiras, assim como a produção de resíduos líquidos.

Como a Santa Cruz S.A. – Açúcar e Álcool tem as certificações ISO 9001 (incluindo a produção de energia elétrica) e ISO 14001, todos os procedimentos para auditorias internas serão feitos de acordo com essas normas.

B.8 Data de conclusão da aplicação do estudo da linha de base e da metodologia de monitoramento e o nome da(s) pessoa(s)/entidade(s) responsável(is)

Os estudos da linha de base e de monitoramento foram realizados de acordo com a metodologia aprovada ACM0006 – “Metodologia de linha de base consolidada para geração de eletricidade interligada à rede a partir de resíduos de biomassa”, versão 6, CE33. Eles foram concluídos em 30/01/2008, por Ricardo Besen da Ecoinvest Carbon Brasil Ltda.

Ecoinvest Carbon Brasil Ltda.
Rua Padre João Manoel, 222
São Paulo, 01411-000
Brasil

Tel: +55 (11) 3063-9068
Fax: +55 (11) 3063-9069
E-mail: ricardo.besen@ecoinvestcarbon.com

SEÇÃO C. Duração da atividade de projeto / período de obtenção de créditos

C.1 Duração da atividade de projeto:

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

(DD/MM/AAAA): 28/09/2006

C.1.2. Vida útil operacional esperada da atividade do projeto:

25a-0m

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

C.2.1. Período de obtenção de créditos renovável

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

01/09/2008

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

7a-0m

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

Esta seção foi deixada em branco intencionalmente.

C.2.2.2. Duração:

Esta seção foi deixada em branco intencionalmente.

SEÇÃO D. Impactos ambientais**D.1. Documentação sobre a análise dos impactos ambientais, inclusive impactos além do limite:**

A planta possui as licenças preliminares e de construção. As licenças foram emitidas pela Agência Ambiental de São Paulo, *CETESB – Companhia de Tecnologia de Saneamento Ambiental*, e estão disponíveis para consulta mediante solicitação, assim como os estudos ambientais.

Nos processos, foram preparados relatórios contendo a investigação dos seguintes aspectos:

- Impactos no clima e na qualidade do ar.
- Impactos geológicos e no solo.
- Impactos na hidrologia (água subterrânea e de superfície).
- Impactos na flora e na vida animal.
- Sócio-econômicos (infra-estrutura necessária, aspectos legais e institucionais, etc.).

No Brasil, o patrocinador de um projeto que envolve construção, instalação, expansão ou operação, mesmo sem nenhum novo impacto ambiental significativo, precisa obter novas licenças. As licenças exigidas pelas normas ambientais brasileiras são (Resolução no. 237/97):

- A licença preliminar (*Licença Prévia* ou LP),
- A licença de construção (*“Licença de Instalação”* ou LI) e
- A licença de operação (*“Licença de Operação”* ou L.O.).



A Santa Cruz S.A - Açúcar e Álcool tem a autorização emitida pela ANEEL para operar como uma produtora de energia independente. Além disso, a central possui as licenças emitidas pela *CETESB – Companhia de Tecnologia de Saneamento Ambiental*, a agência ambiental do estado de São Paulo (*Licença de Operação - nº 28002148 datada de 24/03/2008 e válida até 24/03/2010*).

O projeto de co-geração da Santa Cruz S.A. - Açúcar e Álcool assinou um contrato de compra e venda de energia elétrica que também depende do cumprimento de todas as normas ambientais.

D.2. Se os impactos ambientais forem considerados significativos pelos participantes do projeto ou pela Parte anfitriã, apresente as conclusões e todas as referências que corroboram a documentação da avaliação de impacto ambiental realizada de acordo com os procedimentos exigidos pela Parte anfitriã:

Após a avaliação do relatório ambiental preliminar pela autoridade ambiental estadual, foram feitas algumas pequenas exigências para a emissão das licenças. Os patrocinadores do projeto estão atendendo a todas as exigências; assim, o impacto ambiental da atividade de projeto não é considerado significativo e nenhuma avaliação completa do impacto ambiental, como o EIA/RIMA, foi exigida.

SEÇÃO E. Comentários dos atores

E.1. Breve descrição de como os comentários dos atores locais foram solicitados e compilados:

A legislação exige o anúncio da emissão das licenças (LP, LI e LO) no *Diário Oficial da União* e no jornal regional para tornar o processo público e para permitir a opinião e as informações do público.

Além disso, a Autoridade Nacional Designada brasileira para o MDL, a *Comissão Interministerial de Mudanças Globais do Clima*, exige o convite obrigatório dos atores selecionados para comentar o DCP enviado para validação, de forma a fornecer a carta de aprovação.

As organizações e entidades convidadas para comentar o projeto foram:

- *Prefeitura Municipal de Américo Brasiliense*
- *Câmara Municipal de Américo Brasiliense*
- *Secretaria do Meio Ambiente de Américo Brasiliense* (Agência ambiental de Américo Brasiliense)
- *Associação Comunitária Cultural Cidade Doçura*
- *CETESB – Companhia de Tecnologia de Saneamento Ambiental*
- *Ministério Público de São Paulo*
- *FBOMS – Fórum Brasileiro de ONGs e Movimentos Sociais para o Desenvolvimento e Meio Ambiente*



Não foram levantadas preocupações nas chamadas públicas relativas ao projeto.

E.2. Síntese dos comentários recebidos:
--

Neusa Maria B. Dotoli, da Prefeitura de Américo Brasiliense, elogiou os benefícios sociais e econômicos trazidos por Santa Cruz para a cidade. Nenhuma questão importante foi comentada.

E.3. Relatório sobre como foram devidamente considerados os comentários recebidos:

Todos os comentários dos atores locais foram positivos.

**Anexo 1****INFORMAÇÕES DE CONTATO DOS PARTICIPANTES DA ATIVIDADE DO PROJETO**

Organização:	Santa Cruz S.A. – Açúcar e Alcool
Rua / Caixa Postal:	Fazenda Santa Cruz – Rodovia SP 255, km 70 Bairro Rural
Edifício:	
Cidade:	Américo Brasiliense
Estado/Região:	SP
CEP/Código postal:	14820-000
País:	Brasil
Telefone:	+55 (16) 3393-9000
FAX:	+55 (16) 3392-1616
E-mail:	
URL:	www.usinasantacruz.com.br
Representado por:	
Cargo:	
Forma de tratamento:	Sr.
Sobrenome:	Mônaco
Nome do meio:	
Nome:	Marcos
Departamento:	
Celular:	
FAX direto:	
Tel. direto:	
E-mail pessoal:	monaco@usinasantacruz.com.br

Organização:	Ecoinvest Carbon Brasil Ltda.
Rua / Caixa Postal:	Rua Padre João Manoel, 222
Edifício:	
Cidade:	São Paulo
Estado/Região:	São Paulo
CEP:	01411-000
País:	Brasil
Telefone:	+55 (11) 3063-9068
FAX:	+55 (11) 3063-9069
E-mail:	
URL:	
Representado por:	
Cargo:	Diretor
Forma de tratamento:	Sr.
Sobrenome:	Martins Jr.
Nome do meio:	de Mathias
Nome:	Carlos
Departamento:	
Celular:	
FAX direto:	
Tel. direto:	
E-mail pessoal:	cmm@ecoinvestcarbon.com



Anexo 2 – Informações relativas a financiamento público

Não há financiamento público envolvido no presente projeto.

Este projeto não é um desvio da ODA por um país do Anexo 1.

**Anexo 3 – Informações sobre a linha de base****Tabela 7 - Evolução da geração de eletricidade - Santa Cruz S.A - Açúcar e Alcool**

Anos	Capacidade total instalada (MW)	Capacidade instalada para uso interno (MW)	Capacidade instalada usada para exportar para a rede (MW)	Fator de capacidade %	Horas de operação durante o ano	MWh/ano exportados para a rede
2008 (a partir de 01/09) (*)	36,4	12	13	85%	4.608	55.692
2009 (*)	75	19	40	85%	5.184	171.360
2010 (*)	75	21	45	85%	5.184	192.780
2011 (*)	75	21	45	85%	5.184	192.780
2012 (*)	75	21	45	85%	5.184	192.780
2013 (*)	75	21	45	85%	5.184	192.780
2014 (*)	75	21	45	85%	5.184	192.780
2015 (até 31/08) (*)	75	21	45	85%	5.184	192.780

O sistema elétrico brasileiro (figura abaixo) tem sido historicamente dividido em dois subsistemas: norte/nordeste (N-NE) e sul/sudeste/centro-oeste (S-SE-CO). Isso se deve principalmente à evolução histórica do sistema físico, que foi naturalmente desenvolvido perto dos maiores centros consumidores do país.

A evolução natural dos dois sistemas mostra cada vez mais que haverá uma integração no futuro. Em 1998, o governo brasileiro divulgava o primeiro ramal da linha de interligação entre o S-SE-CO e o N-NE. Com investimentos de cerca de US\$ 700 milhões, a interligação tinha como objetivo principal, pelo menos na visão do governo, ajudar a resolver desequilíbrios energéticos no país: a região S/SE/CO poderia alimentar a região N/NE se fosse necessário e vice-versa.

Não obstante, mesmo após a interligação ter sido estabelecida, artigos técnicos ainda dividiam o sistema brasileiro em dois (Bosi, 2000):

“... onde o sistema elétrico brasileiro é dividido em três subsistemas separados:

- i) O Sistema Interligado sul/sudeste/centro-oeste;
- ii) O sistema interligado norte/nordeste; e
- iii) Os Sistemas Isolados (que representam 300 localidades eletricamente isoladas dos sistemas interligados)"

Ademais, Bosi (2000) faz uma sólida argumentação em prol de ter as assim-chamadas *linhas de base multiprojeto*:

"Para países extensos com diferentes circunstâncias dentro das suas fronteiras e diferentes redes elétricas baseadas nessas regiões diferentes, linhas de base multiprojeto no setor elétrico podem precisar ser

desagregadas abaixo do nível do país para prover uma representação confiável 'do que teria ocorrido de outra forma'.

Sistema de Transmissão 2001-2003

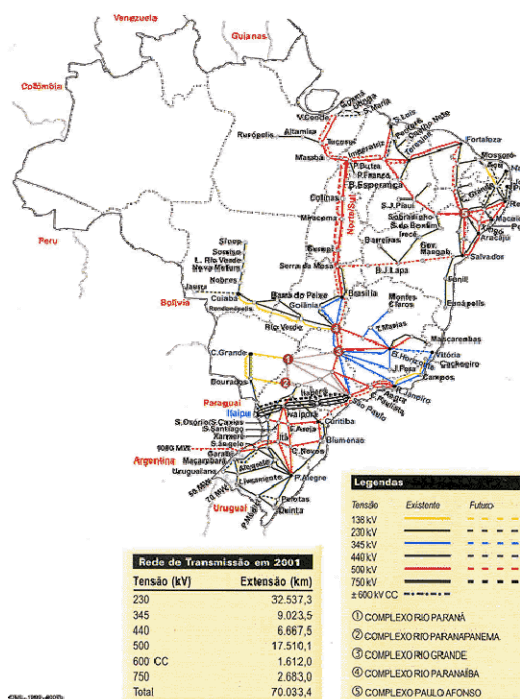


Figura 5 - Sistema interligado brasileiro
(Fonte: ONS)

Por fim, tem que ser levado em consideração que mesmo que os sistemas atualmente estejam interligados, o fluxo de energia entre o N-NE e o S-SE-CO é severamente limitado pela capacidade das linhas de transmissão. Portanto, somente uma fração da energia total gerada nos dois subsistemas é enviada de um lado para outro. É natural que essa fração possa mudar sua direção e magnitude (até atingir a capacidade da linha de transmissão) dependendo dos padrões hidrológicos, do clima e de outros fatores não controlados. Mas ela não deve representar uma quantidade significativa da demanda de eletricidade de cada subsistema. Deve-se também considerar que apenas em 2004 a interligação entre o sudeste e o nordeste foi concluída, isto é, se proponentes de projeto forem coerentes com o banco de dados de geração de que dispõem a contar do momento da apresentação de DCP para validação, uma situação em que o fluxo de eletricidade entre os subsistemas era até mesmo mais restrito deve ser considerada.

O sistema elétrico brasileiro possui atualmente cerca de 91,3 GW de capacidade instalada, em um total de 1.420 empreendimentos de geração de eletricidade. Desses, aproximadamente 70% são hidrelétricas, cerca de 10% são centrais movidas a gás natural, 5,3% são plantas a óleo combustível e diesel, 3,1% são fontes de biomassa (bagaço de cana-de-açúcar, licor negro, madeira, palha de arroz e biogás), 2% são plantas nucleares, 1,4% são plantas a carvão e existem também 8,1 GW de capacidade instalada em países vizinhos (Argentina, Uruguai, Venezuela e Paraguai) que podem despachar eletricidade para a rede brasileira. (<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/OperacaoCapacidadeBrasil.asp>). Na verdade, esta última capacidade compreende principalmente 6,3 GW da parte paraguaia da *Itaipu Binacional*, central hidrelétrica operada conjuntamente pelo Brasil e Paraguai, mas cuja energia é enviada quase que totalmente para a rede brasileira.



A metodologia aprovada ACM0002 requer que os proponentes de projetos respondam por “todas as fontes de geração que servem o sistema”. Dessa forma, ao aplicar a metodologia, os proponentes de projeto no Brasil deverão procurar e pesquisar todas as centrais que servem o sistema brasileiro.

Na verdade, as informações sobre essas fontes de geração não estão disponíveis para o público no Brasil. O ONS – *Operador Nacional do Sistema Elétrico Brasileiro* – argumenta que as informações de despacho são estratégicas para os agentes de energia elétrica e, portanto, não podem ser disponibilizadas. Por outro lado, a ANEEL, a agência de energia elétrica, fornece informações sobre a capacidade de energia elétrica e outros assuntos legais do setor elétrico, mas nenhuma informação de despacho pode ser obtida por intermédio dessa entidade.

Nesse aspecto, os proponentes de projetos procuraram por uma solução plausível para poderem calcular o fator de emissão no Brasil da forma mais exata. Como os dados reais de despacho são necessários, entrou-se em contato com o ONS para que os participantes pudessem saber com que detalhe as informações poderiam ser fornecidas. Após vários meses de diálogo, as informações diárias de despacho das plantas foram disponibilizadas para os anos de 2002, 2003 e 2004.

Os proponentes de projetos, discutindo a viabilidade do uso desses dados, concluíram que eram as informações mais adequadas a serem consideradas na determinação do fator de emissão para a rede brasileira. De acordo com a ANEEL, na verdade, as plantas centralizadas/despachadas do ONS responderam por 75.547 MW da capacidade instalada até 31/12/2004, do total de 98.848,5 MW instalado no Brasil até a mesma data (http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Resumo_Gráficos_mai_2005.pdf), que inclui a capacidade disponível em países vizinhos para exportar ao Brasil e plantas de emergência, que somente são despachadas durante períodos de restrições de eletricidade no sistema. Portanto, mesmo que o cálculo do fator de emissão seja feito sem considerar todas as fontes de geração que atendem ao sistema, são considerados cerca de 76,4% da capacidade instalada que atende ao Brasil, o que é uma quantidade razoável quando se considera a dificuldade para obter informações de despacho no Brasil. Além disso, as demais 23,6% são plantas que não têm seu despacho coordenado pelo ONS, portanto: ou operam com base nos contratos de compra e venda de energia elétrica que não se encontram sob o controle da autoridade de despacho; ou estão localizadas em sistemas não interligados aos quais o ONS não tem acesso. Assim, essa parte não deve ser afetada pelos projetos de MDL, e esse é outro motivo para não as considerar ao determinar o fator de emissão.

Em uma tentativa de incluir todas as fontes de geração, os desenvolvedores de projeto analisaram a opção de pesquisar os dados disponíveis, mas não oficiais, para suprir o hiato existente. A solução encontrada foi o banco de dados da Agência Internacional de Energia criado durante a realização do estudo de *Bosi et al. (2002)*. Ao mesclar os dados do ONS com os dados da IEA em uma planilha, os proponentes de projetos puderam considerar todas as fontes de geração interligadas às redes relevantes para determinar o fator de emissão. O fator de emissão calculado foi considerado mais conservador ao considerar apenas os dados do ONS (Tabela 8).

**Tabela 8 - Fatores de emissão da margem de operação e de construção ex-ante e ex-post (ONS-ADO, 2004; Bosi et al., 2002)**

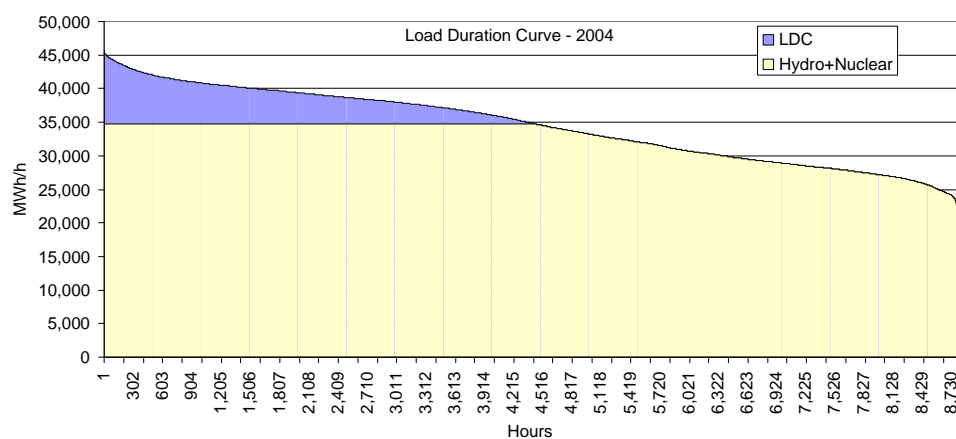
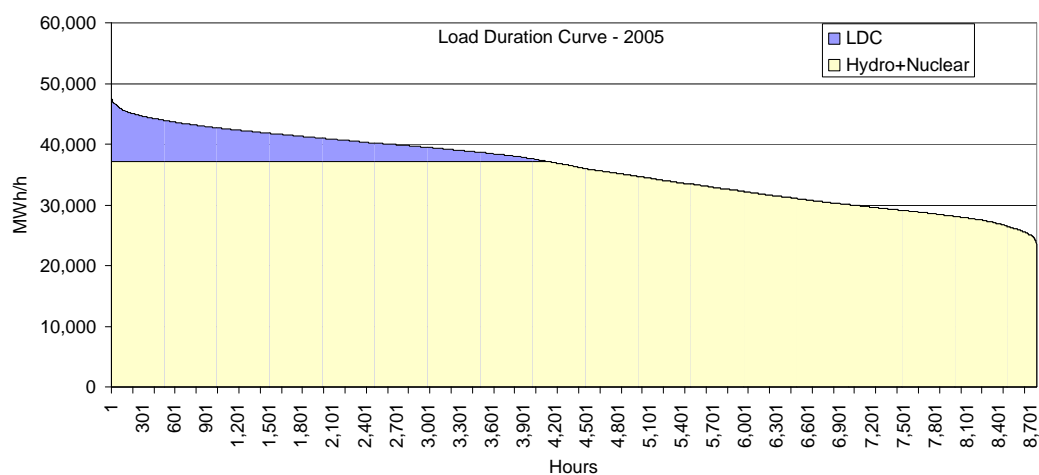
Ano	EF_{OM} não de baixo custo/inflexível [tCO ₂ /MWh]		EF_{BM} [tCO ₂ /MWh]	
	Ex-ante	Ex-post	Ex-ante	Ex-post
2001 a 2003	0,719	0,950	0,569	0,096

Portanto, considerando toda a análise lógica explicada, os desenvolvedores de projeto optaram pelo banco de dados que considera somente as informações do ONS, pois ele conseguia abordar corretamente a questão da determinação do fator de emissão, da maneira mais conservadora possível.

Os dados de despacho por hora agregados obtidos do ONS foram usados para determinar o fator lambda para cada um dos anos com dados disponíveis (2002, 2003 e 2004). A geração de baixo custo/inflexível foi determinada como a geração total menos a geração das usinas térmicas a combustível fóssil, esta foi determinada pelos dados diários de despacho fornecidos pelo ONS. Todas essas informações foram fornecidas aos validadores e discutidas amplamente com eles, para que todos os pontos ficassem bem claros. As figuras abaixo mostram as curvas de duração da carga para o três anos considerados, assim como o lambda calculado.

Tabela 9 - Fatores de emissão para a rede brasileira interligada sul/sudeste/centro-oeste (fator da margem de operação simples ajustada)

Fatores de emissão para o sistema interligado Sul-Sudeste-Centro-oeste			
Linha de Base	EF_{OM} [tCO ₂ /MWh]	λ_y	Geração [MWh]
2006	0.8071	0.4185	315,192,117
2005	0.9653	0.5275	315,511,628
2004	0.9886	0.4937	301,422,617
	$EF_{OM, \text{ simples ajustada}}$ [tCO ₂ /MWh]	$EF_{BM, 2008}$	EF_y [tCO ₂ /MWh] Padrão
	0.4749	0.0903	0.2826
	Pesos alternativos	Pesos padrão	
	$W_{OM} = 0.75$	$W_{OM} = 0.5$	Alternative EF_y [tCO ₂ /MWh]
	$W_{BM} = 0.25$	$W_{BM} = 0.5$	0.379

**Figura 6 - Curva de duração da carga para o sistema S-SE-CO, 2004****Figura 7 - Curva de duração da carga para o sistema S-SE-CO, 2005**

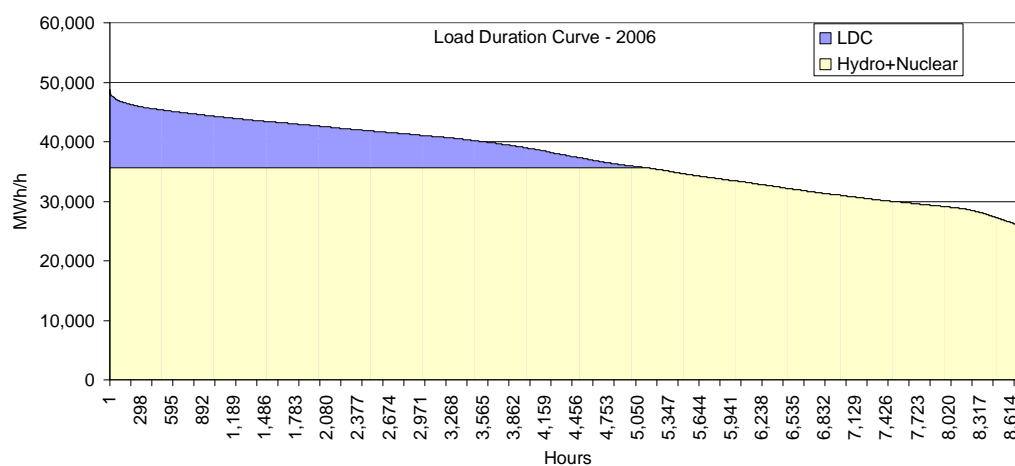


Figura 8 - Curva de duração da carga para o sistema S-SE-CO, 2006



Tabela 10 - Banco de dados das centrais para a rede interligada brasileira sul/sudeste/centro-oeste, parte 1

	Subsystem*	Fuel source**	Power plant	Operation start [2, 4, 5]	Installed capacity (MW) [1]	Fuel conversion efficiency (%) [2]	Carbon emission factor (tCO ₂ /tJ) [3]	Fraction carbon oxidized [3]	Emission factor (tCO ₂ /MWh)
1	S-SE-CO	H	Jauru	Sep-2003	121.5	1	0.0	0.0%	0.000
2	S-SE-CO	H	Guaporé	Sep-2003	120.0	1	0.0	0.0%	0.000
3	S-SE-CO	G	Três Lagoas	Aug-2003	306.0	0.3	15.3	99.5%	0.670
4	S-SE-CO	H	Furnil (MG)	Jan-2003	180.0	1	0.0	0.0%	0.000
5	S-SE-CO	H	Itiquira I	Sep-2002	156.1	1	0.0	0.0%	0.000
6	S-SE-CO	G	Araucária	Sep-2002	484.5	0.3	15.3	99.5%	0.670
7	S-SE-CO	G	Canas	Sep-2002	160.6	0.3	15.3	99.5%	0.670
8	S-SE-CO	H	Piraju	Sep-2002	81.0	1	0.0	0.0%	0.000
9	S-SE-CO	G	Nova Piratininga	Jun-2002	384.9	0.3	15.3	99.5%	0.670
10	S-SE-CO	O	PCT CGTEE	Jun-2002	5.0	0.3	20.7	99.0%	0.902
11	S-SE-CO	H	Rosai	Jun-2002	55.0	1	0.0	0.0%	0.000
12	S-SE-CO	G	Ibiritá	May-2002	226.0	0.3	15.3	99.5%	0.670
13	S-SE-CO	H	Caná Brava	May-2002	465.9	1	0.0	0.0%	0.000
14	S-SE-CO	H	Sta. Clara	Jan-2002	60.0	1	0.0	0.0%	0.000
15	S-SE-CO	H	Machadinho	Jan-2002	1,140.0	1	0.0	0.0%	0.000
16	S-SE-CO	G	Juiz de Fora	Nov-2001	87.0	0.28	15.3	99.5%	0.718
17	S-SE-CO	G	Macaé Merchant	Nov-2001	922.6	0.24	15.3	99.5%	0.837
18	S-SE-CO	H	Lajeado (ANEEL res. 402/2001)	Nov-2001	902.5	1	0.0	0.0%	0.000
19	S-SE-CO	G	Eleitrobr	Oct-2001	379.0	0.24	15.3	99.5%	0.837
20	S-SE-CO	H	Porto Estrela	Sep-2001	112.0	1	0.0	0.0%	0.000
21	S-SE-CO	G	Cuiabá (Mario Covas)	Aug-2001	529.2	0.3	15.3	99.5%	0.670
22	S-SE-CO	G	W. Arjona	Jan-2001	194.0	0.25	15.3	99.5%	0.804
23	S-SE-CO	G	Uruguaiana	Jan-2000	639.9	0.45	15.3	99.5%	0.447
24	S-SE-CO	H	S. Carlos	Jan-1999	1,240.0	1	0.0	0.0%	0.000
25	S-SE-CO	H	Canas I	Jan-1999	82.5	1	0.0	0.0%	0.000
26	S-SE-CO	H	Canas II	Jan-1999	72.0	1	0.0	0.0%	0.000
27	S-SE-CO	H	Igarapava	Jan-1999	210.0	1	0.0	0.0%	0.000
28	S-SE-CO	H	Porto Primavera	Jan-1999	1,540.0	1	0.0	0.0%	0.000
29	S-SE-CO	D	Cuiabá (Mario Covas)	Oct-1998	529.2	0.27	20.2	99.0%	0.978
30	S-SE-CO	H	Sobradinho	Sep-1998	60.0	1	0.0	0.0%	0.000
31	S-SE-CO	H	PCH EMIAE	Jan-1998	26.0	1	0.0	0.0%	0.000
32	S-SE-CO	H	PCH CECE	Jan-1998	25.0	1	0.0	0.0%	0.000
33	S-SE-CO	H	PCH ENERSUL	Jan-1998	43.0	1	0.0	0.0%	0.000
34	S-SE-CO	H	PCH CEB	Jan-1998	15.0	1	0.0	0.0%	0.000
35	S-SE-CO	H	PCH ESCELSA	Jan-1998	62.0	1	0.0	0.0%	0.000
36	S-SE-CO	H	PCH CELESC	Jan-1998	50.0	1	0.0	0.0%	0.000
37	S-SE-CO	H	PCH CEMAT	Jan-1998	145.0	1	0.0	0.0%	0.000
38	S-SE-CO	H	PCH CELG	Jan-1998	15.0	1	0.0	0.0%	0.000
39	S-SE-CO	H	PCH CERJ	Jan-1998	59.0	1	0.0	0.0%	0.000
40	S-SE-CO	H	PCH COPEL	Jan-1998	70.0	1	0.0	0.0%	0.000
41	S-SE-CO	H	PCH CEMIG	Jan-1998	84.0	1	0.0	0.0%	0.000
42	S-SE-CO	H	PCH CPFL	Jan-1998	55.0	1	0.0	0.0%	0.000
43	S-SE-CO	H	S. Mesa	Jan-1998	1,275.0	1	0.0	0.0%	0.000
44	S-SE-CO	H	PCH EPAULO	Jan-1998	26.0	1	0.0	0.0%	0.000
45	S-SE-CO	H	Guilmar Amorim	Jan-1997	140.0	1	0.0	0.0%	0.000
46	S-SE-CO	H	Corumbá	Jan-1997	375.0	1	0.0	0.0%	0.000
47	S-SE-CO	H	Miranda	Jan-1997	406.0	1	0.0	0.0%	0.000
48	S-SE-CO	H	Novo Ponte	Jan-1994	510.0	1	0.0	0.0%	0.000
49	S-SE-CO	H	Segredo (Gov. Ney Braga)	Jan-1992	1,260.0	1	0.0	0.0%	0.000
50	S-SE-CO	H	Taquarugup	Jan-1989	554.0	1	0.0	0.0%	0.000
51	S-SE-CO	H	Marso	Jan-1988	210.0	1	0.0	0.0%	0.000
52	S-SE-CO	H	D. Francisca	Jan-1987	125.0	1	0.0	0.0%	0.000
53	S-SE-CO	H	Ita	Jan-1987	1,450.0	1	0.0	0.0%	0.000
54	S-SE-CO	H	Rosania	Jan-1987	369.2	1	0.0	0.0%	0.000
55	S-SE-CO	N	Angra	Jan-1985	1,874.0	1	0.0	0.0%	0.000
56	S-SE-CO	H	T. Imbaú	Jan-1985	807.5	1	0.0	0.0%	0.000
57	S-SE-CO	H	Itaipu 60 Hz	Jan-1983	6,300.0	1	0.0	0.0%	0.000
58	S-SE-CO	H	Itaipu 50 Hz	Jan-1983	5,375.0	1	0.0	0.0%	0.000
59	S-SE-CO	H	Embucação	Jan-1982	1,192.0	1	0.0	0.0%	0.000
60	S-SE-CO	H	Nova Avanhandava	Jan-1982	347.4	1	0.0	0.0%	0.000
61	S-SE-CO	H	Gov. Bento Munhoz - GBM	Jan-1980	1,676.0	1	0.0	0.0%	0.000

* Subsystem: S - south, SE-CO - Southeast-Midwest

** 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 GHG mitigation projects in the electric power sector. OECD/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 de 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 11 - Banco de dados das centrais para a rede interligada brasileira sul/sudeste/centro-oeste, parte 2

	Subsystem*	Fuel source**	Power plant	Operation start [2, 4, 5]	Installed capacity (MW) [1]	Fuel conversion efficiency (%) [2]	Carbon emission factor (tCO ₂ /TJ) [3]	Fraction carbon oxidized [3]	Emission factor (tCO ₂ /MWh)
62	S-SE-CO	H	S.Santiago	Jan-1980	1,420.0	1	0.0	0.0%	0.000
63	S-SE-CO	H	Itumbiara	Jan-1980	2,280.0	1	0.0	0.0%	0.000
64	S-SE-CO	O	Igarapé	Jan-1978	131.0	0.3	20.7	99.0%	0.902
65	S-SE-CO	H	Itauba	Jan-1978	512.4	1	0.0	0.0%	0.000
66	S-SE-CO	H	A. Vermelha (Jose E. Moraes)	Jan-1978	1,396.2	1	0.0	0.0%	0.000
67	S-SE-CO	H	S.Simão	Jan-1978	1,710.0	1	0.0	0.0%	0.000
68	S-SE-CO	H	Capivara	Jan-1977	640.0	1	0.0	0.0%	0.000
69	S-SE-CO	H	S.Osório	Jan-1975	1,078.0	1	0.0	0.0%	0.000
70	S-SE-CO	H	Marimbondo	Jan-1975	1,440.0	1	0.0	0.0%	0.000
71	S-SE-CO	H	Promissão	Jan-1975	264.0	1	0.0	0.0%	0.000
72	S-SE-CO	C	Pres. Medici	Jan-1974	446.0	0.26	26.0	98.0%	1.294
73	S-SE-CO	H	Volta Grande	Jan-1974	380.0	1	0.0	0.0%	0.000
74	S-SE-CO	H	Porto Colombia	Jun-1973	320.0	1	0.0	0.0%	0.000
75	S-SE-CO	H	Passo Fundo	Jan-1973	220.0	1	0.0	0.0%	0.000
76	S-SE-CO	H	Passo Real	Jan-1973	158.0	1	0.0	0.0%	0.000
77	S-SE-CO	H	Ilha Solteira	Jan-1973	3,444.0	1	0.0	0.0%	0.000
78	S-SE-CO	H	Mascarenhas	Jan-1973	131.0	1	0.0	0.0%	0.000
79	S-SE-CO	H	Gov. Parigot de Souza - GPS	Jan-1971	252.0	1	0.0	0.0%	0.000
80	S-SE-CO	H	Chavantes	Jan-1971	414.0	1	0.0	0.0%	0.000
81	S-SE-CO	H	Jaguara	Jan-1971	424.0	1	0.0	0.0%	0.000
82	S-SE-CO	H	Sá Cavalho	Apr-1970	78.0	1	0.0	0.0%	0.000
83	S-SE-CO	H	Estreito (Luiz Carlos Barreto)	Jan-1969	1,050.0	1	0.0	0.0%	0.000
84	S-SE-CO	H	Ibitinga	Jan-1969	131.5	1	0.0	0.0%	0.000
85	S-SE-CO	H	Jupia	Jan-1969	1,551.2	1	0.0	0.0%	0.000
86	S-SE-CO	O	Alegrete	Jan-1968	66.0	0.26	20.7	99.0%	1.040
87	S-SE-CO	G	Campos (Roberto Silveira)	Jan-1968	30.0	0.24	15.3	99.5%	0.837
88	S-SE-CO	G	Santa Cruz (RJ)	Jan-1968	766.0	0.31	15.3	99.5%	0.648
89	S-SE-CO	H	Paraibuna	Jan-1968	85.0	1	0.0	0.0%	0.000
90	S-SE-CO	H	Limoeiro (Armando Salles de Oliveira)	Jan-1967	32.0	1	0.0	0.0%	0.000
91	S-SE-CO	H	Caconde	Jan-1966	80.4	1	0.0	0.0%	0.000
92	S-SE-CO	C	J.Lacerda C	Jan-1965	363.0	0.25	26.0	98.0%	1.345
93	S-SE-CO	C	J.Lacerda B	Jan-1965	262.0	0.21	26.0	98.0%	1.602
94	S-SE-CO	C	J.Lacerda A	Jan-1965	232.0	0.18	26.0	98.0%	1.869
95	S-SE-CO	H	Barin (Avaro de Souza Lima)	Jan-1965	143.1	1	0.0	0.0%	0.000
96	S-SE-CO	H	Funil (RJ)	Jan-1965	216.0	1	0.0	0.0%	0.000
97	S-SE-CO	C	Figueira	Jan-1963	20.0	0.3	26.0	98.0%	1.121
98	S-SE-CO	H	Furnas	Jan-1963	1,216.0	1	0.0	0.0%	0.000
99	S-SE-CO	H	Barra Bonita	Jan-1963	140.8	1	0.0	0.0%	0.000
100	S-SE-CO	C	Charqueadas	Jan-1962	72.0	0.23	26.0	98.0%	1.462
101	S-SE-CO	H	Jurumirim (Armando A. Laydner)	Jan-1962	97.7	1	0.0	0.0%	0.000
102	S-SE-CO	H	Jacui	Jan-1962	180.0	1	0.0	0.0%	0.000
103	S-SE-CO	H	Pereira Passos	Jan-1962	99.1	1	0.0	0.0%	0.000
104	S-SE-CO	H	Tres Marias	Jan-1962	396.0	1	0.0	0.0%	0.000
105	S-SE-CO	H	Euclides da Cunha	Jan-1960	108.8	1	0.0	0.0%	0.000
106	S-SE-CO	H	Camargos	Jan-1960	46.0	1	0.0	0.0%	0.000
107	S-SE-CO	H	Santa Branca	Jan-1960	56.1	1	0.0	0.0%	0.000
108	S-SE-CO	H	Cachoeira Dourada	Jan-1959	658.0	1	0.0	0.0%	0.000
109	S-SE-CO	H	Salto Grande (Lucas N. Garcez)	Jan-1958	70.0	1	0.0	0.0%	0.000
110	S-SE-CO	H	Salto Grande (MG)	Jan-1956	102.0	1	0.0	0.0%	0.000
111	S-SE-CO	H	Mascarenhas de Moraes (Peixoto)	Jan-1956	478.0	1	0.0	0.0%	0.000
112	S-SE-CO	H	Itutinga	Jan-1955	52.0	1	0.0	0.0%	0.000
113	S-SE-CO	C	S. Jerônimo	Jan-1954	20.0	0.26	26.0	98.0%	1.294
114	S-SE-CO	O	Cariboba	Jan-1954	36.2	0.3	20.7	99.0%	0.902
115	S-SE-CO	O	Piratininga	Jan-1954	472.0	0.3	20.7	99.0%	0.902
116	S-SE-CO	H	Canastra	Jan-1953	42.5	1	0.0	0.0%	0.000
117	S-SE-CO	H	Nilo Peçanha	Jan-1953	378.4	1	0.0	0.0%	0.000
118	S-SE-CO	H	Fontes Nova	Jan-1940	130.3	1	0.0	0.0%	0.000
119	S-SE-CO	H	Henry Borden Sub.	Jan-1926	420.0	1	0.0	0.0%	0.000
120	S-SE-CO	H	Henry Borden Ext.	Jan-1926	469.0	1	0.0	0.0%	0.000
121	S-SE-CO	H	I. Pombos	Jan-1924	189.7	1	0.0	0.0%	0.000
122	S-SE-CO	H	Jaguari	Jan-1917	11.8	1	0.0	0.0%	0.000
Total (MW) =					64,478.6				

* Subsystem: S - south, SE-CO - Southeast-Midwest

** 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 GHG mitigation projects in the electric power sector*. OECD/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).



Anexo 4 – Plano de monitoramento

Esta seção foi deixada em branco intencionalmente (veja a seção B.7.2 para obter o plano de monitoramento).