



MECANISMO DE DESENVOLVIMENTO LIMPO
FORMULÁRIO DO DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DO PROJETO (MDL-DCP)
Versão 02 - em vigor a partir de: 1 de julho de 2004

CONTEÚDO

- A. Descrição geral da atividade de projeto
- B. Aplicação de uma metodologia de linha de base
- C. Duração da atividade de projeto / Período de créditos
- D. Aplicação de uma metodologia e plano de monitoramento
- E. Estimativa das emissões de GEEs por fontes
- F. Impactos ambientais
- G. Comentários das partes interessadas

Anexos

- Anexo 1: Informações de contato dos participantes na atividade do projeto
- Anexo 2: Informações relativas a financiamento público
- Anexo 3: Informações da linha de base
- Anexo 4: Plano de monitoramento



SEÇÃO A. Descrição geral da atividade de projeto

A.1. Título da atividade de projeto

Bioenergia Cogeneradora ("Bioenergia"), correspondente à Usina Santo Antônio (USA) e à Usina São Francisco (USFR)

Número da versão do DCP: 11

Data: 14 de outubro de 2005

A.2. Descrição da atividade de projeto

A Usina Santo Antônio (USA) e a Usina São Francisco (USFR) são usinas sucroalcooleiras localizadas em Sertãozinho, São Paulo, Brasil. A história do proprietário dessas duas usinas se inicia em 1946, com a fundação do Grupo Balbo. O marco das atividades do grupo foi a implementação da central Santo Antônio na cidade de Sertãozinho no estado de São Paulo. Em sua primeira colheita, em 1947, a USA produziu 1.383 toneladas de açúcar (23.046 sacos de 60 quilos). Em 1957, o Grupo Balbo adquiriu outra companhia em Sertãozinho: a Usina Açucareira São Francisco. Na primeira colheita em 1957, a USFR produziu 7.375 toneladas de açúcar (122.913 sacos de 60 quilos). Dando continuidade ao processo de crescimento, em 1962 e 1965, respectivamente, as centrais Santana, em Sertãozinho, e Perdigoão, em Ribeirão Preto, foram compradas e incorporadas à Usina Santo Antônio. Deve ser mencionado que todas as instalações do Grupo Balbo são de propriedade total da família Balbo.

Outro ponto de interesse é que a Agropecuária Tambori e cerca de 300 outros produtores autônomos fornecem toda a cana-de-açúcar utilizada pelas usinas. Há mais de quatorze anos, as usinas Santo Antônio e São Francisco são auto-suficientes em energia, ou seja, consomem energia elétrica gerada em suas próprias unidades, a partir do bagaço de cana-de-açúcar.

As usinas do Grupo Balbo têm mantido uma postura pioneira em diversos aspectos. Em 1999 o grupo implementou o Plano de Participação nos Resultados (PPR). Esse plano consiste no estabelecimento de metas a serem alcançadas em termos de assiduidade e segurança. Esses objetivos se basearam em coeficientes históricos para garantir sua execução. Além da postura pioneira adotada no relacionamento entre empregador e empregado, o Grupo Balbo também foi pioneiro na produção em escala industrial de açúcar orgânico no Brasil. O açúcar orgânico do Grupo Balbo – o 'Native' - resultou de um projeto que exigiu investimentos de US\$ 6 milhões.

Como mostrado acima, durante sua história o Grupo Balbo investiu em seu crescimento e aperfeiçoamento. Como resultado, o Grupo administrou um aumento na sua produção, processando 3.000.000 toneladas de cana-de-açúcar e produzindo 250.000 toneladas de açúcar e 150.000 m³ de álcool na estação de 2001/2002.

Deve ser mencionado que a "Bioenergia Cogeneradora" é uma Sociedade de Propósitos Específicos (SPE) criada para utilizar resíduos da moagem de cana-de-açúcar na cidade de Sertãozinho a fim de gerar eletricidade em uma central que usa uma caldeira de alta pressão (63 bar) acoplada a um novo gerador de 24 MW (Figura 1). Para a geração esperada de energia elétrica (cerca de 78.000, considerando um fator de capacidade de 90%) existe um Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica (CCEE) assinado com a companhia de energia elétrica local (CPFL, Companhia Paulista de Força e Luz), *válido até 31/12/2013*, que está disponível mediante solicitação.



Uma co-geração mais eficiente desse combustível renovável permite que a Bioenergia venda um excedente de eletricidade à rede e obtenha uma vantagem competitiva. A eletricidade vendida à rede diversifica a renda da usina e ajuda a atender à crescente demanda de energia no Brasil devido ao crescimento econômico e a 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 no Brasil (e na região do Caribe e América Latina).

Essa fonte de eletricidade local e mais limpa também trará uma contribuição importante à sustentabilidade ambiental, reduzindo as emissões de dióxido de carbono que ocorreriam se o projeto não existisse. A atividade de projeto reduz as emissões de gases de efeito estufa (GEEs) evitando a geração de eletricidade via fontes de combustíveis fósseis (e emissões de CO₂), que estariam sendo geradas (e emitidas) se o projeto não existisse.

Esse tipo de projeto normalmente não incorre em grandes despesas nem exige uma demanda significativa de emprego. O projeto empregou cento e vinte e um trabalhadores durante a construção da central termelétrica movida a bagaço e emprega por ano sessenta e cinco trabalhadores na operação da planta. Entretanto, ele contribui para aumentar o bem-estar social da região; o complexo total da atividade do projeto, inclusive as duas usinas de açúcar, propicia atualmente 2.500 empregos diretos a trabalhadores, o que representa mais que 5% da população de Sertãozinho.

Este projeto propiciará distribuição de renda em razão da geração de empregos, salários dos empregados e um pacote de benefícios, como previdência social e seguro de vida, e créditos de reduções nas 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.

A.3. Participantes do projeto

Proprietário dos créditos e operador do projeto:

O nome da parte envolvida (*) ((anfitriã) indica uma parte anfitriã)	Participantes de projeto de entidade(s) privada(s) e/ou pública(s) (*) (conforme o caso)	Informe se a Parte envolvida deseja ser considerada como participante do projeto (Sim/Não).
Brasil (anfitrião)	Bioenergia Cogeneradora (Entidade privada)	Não

(*) Em conformidade com as modalidades e procedimentos de MDL, à época em que o DCP de MDL tornar-se público na etapa de validação, uma Parte envolvida poderá ou não ter obtido sua aprovação. À época em que o registro for solicitado, será necessário aprovação pela(s) Parte(s) envolvida(s).

Tabela 1 – Parte(s) e entidades públicas/privadas envolvidas na atividade

Consulte o Anexo 1 para obter informações detalhadas de contato.

A.4. Descrição técnica da atividade de projeto



A.4.1. Localização da atividade de projeto

A.4.1.1. [Parte(s) anfitriã(s)]

Brasil

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

Região Sudeste / Estado de São Paulo

A.4.1.3. Cidade/município/comunidade, etc

Sertãozinho

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

Sertãozinho é uma cidade com 103.000 habitantes no estado de São Paulo. Está localizada em um dos principais centros agrícolas do país (Figura 2). A usina sucroalcooleira (Figura 3) está localizada perto de Ribeirão Preto, que é a principal cidade na parte nordeste do estado. Ribeirão Preto é um importante centro rodoviário e ferroviário, o que o torna um centro de distribuição importante para uma grande área de cultivo de café e criação de gado. O algodão, cana-de-açúcar e grãos são cultivados perto da cidade, que é o centro de uma região que produz 70% do total de suco de laranja do país, sendo considerada a maior plantadora de cana-de-açúcar e produtora de álcool e açúcar do Brasil. Nessa região existem mais de 40 usinas, responsáveis por cerca de 25% da produção nacional de cana-de-açúcar, açúcar e álcool. Além disso, existem diversas companhias de fornecimento e indústrias relacionadas.

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

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

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

As tecnologias de conversão da energia de biomassa para produção de eletricidade podem ser amplamente classificadas em uma destas três tecnologias: combustão direta, tecnologia de gaseificação e pirólise. A tecnologia de combustão direta, usada nas usinas São Francisco e Santo Antônio, é a mais largamente usada simultaneamente para geração de energia elétrica e produção térmica a partir de biomassa. Ela envolve a oxidação da biomassa com excesso de ar em um processo que produz gases de água quente, usados para produzir vapor nas caldeiras. O vapor é usado para gerar eletricidade em uma



máquina do ciclo Rankine. O ciclo Rankine é uma máquina térmica com um ciclo de energia a vapor, como pode ser visto na Figura 4. O fluido de trabalho é a água. A eletricidade é produzida em um ciclo de vapor de "condensação", enquanto a eletricidade e o vapor são co-gerados em um ciclo de vapor de "extração".

A Usina São Francisco opera com uma configuração que usa duas caldeiras de alta pressão e uma turbina de contrapressão de múltiplos estágios acoplada a dois geradores de 6 MW. A Usina Santo Antônio opera com uma configuração que usa três caldeiras de alta pressão e uma turbina de contrapressão de múltiplos estágios acoplada a um novo gerador de 24 MW. As duas usinas produzem em conjunto 19,3 MW de excedente de energia, operando a plena capacidade durante a estação (de maio a novembro). A companhia de energia elétrica local (CPFL, Companhia Paulista de Força e Luz) assinou um Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica (CCEE), válido até 2013, com a Bioenergia Cogeneradora S.A.

O Projeto Bioenergia (Figura 5) usa os seguintes equipamentos em cada usina:

- USA: 3 caldeiras de alta pressão (com capacidade de 254 toneladas de vapor por hora) acoplada a um turbogerador de 24 MW.
- USFR: 2 caldeiras de alta pressão (com capacidade de 154 toneladas de vapor por hora) acoplada a dois turbogeradores de 6 MW.
- Sub-estação: 13,8 a 138 kV
- Linha de transmissão: 138 kV
- Resfriador: 300 m³/h

Situação SEM o Projeto	Central	USA	UFRA	Consolidado
Caldeiras				
- Quantidade	Un.	3	2	5
- Capacidade de produção	t/h	250	150	400
- Geradores				
- Quantidade	Un.	2	1	3
- Capacidade de produção	kWh/h	6.600	3.300	9.900
- (Consumo próprio)	kWh/h	6.600	3.000	9.600
- Standby	kWh/h	0	300	0
- Excedente para venda	kWh/h	0	300	300
Situação COM o Projeto	Central	USA	UFRA	Consolidado
- Caldeiras				
- Quantidade	Un.	3	2	5
- Capacidade de produção	t/h	254	154	408
- Geradores				
- Quantidade	Un.	1	2	3
- Capacidade de produção	kWh/h	24.000	6.140	30.140
- (Consumo Próprio)	kWh/h	7.200	3.640	10.840
- Standby	kWh/h	0	0	0
- Excedente para venda	kWh/h	16.800	2.500	19.300

Em 2002, a USA adquiriu uma nova caldeira de 62 kgf/cm², manteve duas caldeiras e desligou uma de 21 kgf/cm². A UFRA manteve suas duas caldeiras de 21 kg/cm².



Em 2002, a USA adquiriu um novo turbogerador, transferiu um para a UFRA e desligou outro. A UFRA manteve o seu e começou a usar o transferido da USA.

Comparação entre a situação anterior e atual da USA (Figura 6 e Figura 7) e a situação anterior e atual da UFRA (Figura 8 e Figura 9).

Os componentes antigos foram desligados, porém ainda podem ser colocados em funcionamento. Ficaram para funcionarem como backup e, futuramente, podem ser negociados.

A.4.4. Breve explicação de como as emissões antropogênicas de gases de efeito estufa (GEEs) por fontes devem ser reduzidas pela atividade de projeto de MDL proposta, inclusive porque as reduções nas emissões não ocorreriam na ausência da atividade de projeto proposta, levando em consideração as circunstâncias e políticas nacionais e/ou setoriais

O projeto Bioenergia, um projeto de geração de energia livre de gases de efeito estufa (GEEs) propiciará reduções nas emissões de GEEs em virtude do deslocamento da geração de usinas térmicas a combustível fóssil, que, de outro modo, estariam alimentando a rede interligada.

Como Kartha et al. (2002) afirmaram: "a questão central do desafio da linha de base para projetos de eletricidade reside claramente em determinar a 'geração evitada' ou o que teria ocorrido sem o MDL ou outro projeto de mitigação de GEEs. A questão fundamental é se a geração evitada está na "margem de construção" (ou seja, substituindo uma instalação que teria, de outra forma, sido construída) e/ou na "margem de operação" (ou seja, afetando a operação de centrais atuais e/ou futuras)."

O fator de emissão da linha de base é calculado como uma margem combinada, consistindo na combinação dos fatores da margem de operação e da margem de construção. Para fins de determinação dos fatores de emissão da margem de construção e da margem de operação, um sistema elétrico de projeto é definido como sendo a extensão espacial das centrais que podem ser despachadas sem restrições significativas na transmissão. De modo semelhante, um sistema elétrico interligado é definido como um que é interligado por linhas de transmissão ao sistema elétrico de projeto, no qual as centrais podem despachar sem restrições significativas na transmissão.

A.4.4.1. Total estimado de reduções nas emissões durante o período de créditos escolhido

Tabela 2 – Reduções estimadas de emissão ao longo do período de crédito escolhido



Anos	Estimativa anual de redução de emissões em tCO _{2e}
Total 2002*	14.471
Total 2003	18.895
Total 2004	20.370
Total 2005	21.913
Total 2006	21.913
Total 2007	21.913
Total 2008	21.913
Total 2009**	10.266
Redução total estimada (tCO _{2e})	151.655
Total de anos de créditos	7
Redução estimada média pelo período de créditos (tCO _{2e})	21.665
* Desde 21 de Junho de 2002	
** Até 20 de Junho de 2009	

A metodologia de linha de base consolidada aprovada AM0015 – "Co-geração com base em bagaço interligada a uma rede elétrica", se aplica às adições de capacidade elétrica a partir da instalação de co-geração com base em bagaço, que é a atividade de projeto proposta. O cenário da linha de base considera a eletricidade que teria de outro modo sido gerada pela operação das centrais interligadas da rede e pela adição de novas fontes de geração.

Com uma linha de base de 278,3 kg CO_{2e}/MWh, a implementação do projeto Co-geração da Bioenergia interligado à rede elétrica interligada brasileira irá gerar uma redução média anual estimada de 21.665 tCO₂ equivalentes e uma redução total de 151.655 tCO₂ equivalentes durante o primeiro período de 7 anos. Veja a Tabela 2.

A.4.5. Financiamento público da atividade de projeto

Não há financiamento público envolvido neste projeto.

Aplicação

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

AM0015 – "Co-geração com base em bagaço interligada a uma rede elétrica".

B.1.1. Justificativa da escolha da metodologia e porque ela se aplica à atividade de projeto

A metodologia escolhida fornece procedimentos / condições para determinar se a referida metodologia se aplica à atividade de projeto da Bioenergia.

O bagaço a ser usado como matéria-prima para a co-geração será fornecido da mesma instalação em que o projeto é implementado;

O projeto Bioenergia está instalado dentro das usinas sucroalcooleiras Santo Antônio e São Francisco. As usinas açucareiras atualizaram a usina para gerar excesso de eletricidade a fim de exportar



para a rede, usando a mesma quantidade de bagaço anterior à atualização, totalmente fornecido pelas usinas sucroalcooleiras.

Existe documentação disponível apoiando a atividade de projeto, que não seria implementado pelo setor público, participantes de projeto ou outros desenvolvedores potenciais relevantes, apesar de quaisquer políticas / programas do governo para promover energia renovável, se não existisse o MDL;

O projeto se localiza dentro das instalações das usinas açucareiras Santo Antônio e São Francisco usando o bagaço produzido no processo de moagem de cana-de-açúcar; portanto, nenhuma outra entidade poderia desenvolver este projeto. O governo não controla as usinas açucareiras no Brasil; portanto projetos, como o Projeto da Bioenergia, podem ser desenvolvidos somente pelo setor privado.

Uma implementação do projeto não deve aumentar a produção de bagaço na instalação;

As usinas açucareiras Santo Antônio e São Francisco não passaram por nenhuma *expansão adicional* física desde a implementação da atividade de projeto. Elas produzem a mesma quantidade de cana-de-açúcar e bagaço de antes da implementação da atividade de projeto. A flutuação na quantidade produzida de cana-de-açúcar e, conseqüentemente, do bagaço se deve às condições do clima, da safra e do mercado que variam de um ano para outro. Além disso, a percentagem de fibra presente na cana-de-açúcar poderia influenciar a quantidade de bagaço. Veja a Tabela 3 para verificar o volume de cana-de-açúcar e bagaço gerado nas usinas açucareiras Santo Antônio e São Francisco nos últimos anos. Como pode ser visto a flutuação da produção de cana-de-açúcar e fibra é mínima. *O bagaço não deve ficar armazenado na instalação do projeto durante mais de um ano.*

As usinas açucareiras, 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 em novembro na região Sul/Sudeste, até o início da próxima estação de colheita em maio. O volume de bagaço armazenado entre estações é insignificante, menos de 5% da quantidade de bagaço gerada durante o ano ou durante o período de colheita.

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

O *Projeto de co-geração da Bioenergia* é um projeto de co-geração interligado à rede elétrica. O projeto atende a todos os requisitos de "adicionalidade" (veja a aplicação da "ferramenta de adicionalidade"¹ a seguir) e demonstra porque o projeto não ocorreria na ausência do MDL.

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 (margem de operação) e com novos projetos (margem de construção), que normalmente atraem a atenção dos investidores financeiros. As margens de operação e construção foram usadas para calcular o fator de emissão para a rede interligada.

A metodologia AM-0015, para projetos de co-geração, usa margens derivadas, que foram aplicadas ao contexto da atividade de projeto pela determinação dos fatores de emissão do subsistema sul/sudeste/centro-oeste interligado brasileiro (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).

¹ Ferramenta para demonstração e avaliação de adicionalidade. UNFCCC, Conselho Executivo do MDL 16º Relatório de Reunião, 22 de outubro de 2004, Anexo 1. Website: <http://cdm.unfccc.int/>



Anos	Capacidade total instalada (MW)	Capacidade instalada (MW) para uso interno	Capacidade instalada (MW) destinada a exportação a rede elétrica	Fator de Capacidade %	Horas de operação durante o ano	MWh anual exportado à rede elétrica
Ano 1_2002	31	11	20	90%	2.860	51.999
Ano 2_2003	31	11	20	90%	3.734	67.893
Ano 3_2004	31	11	20	90%	4.026	73.193
Ano 4_2005	31	11	20	90%	4.331	78.740
Ano 5_2006	31	11	20	90%	4.331	78.740
Ano 6_2007	31	11	20	90%	4.331	78.740
Ano 7_2008	31	11	20	90%	4.331	78.740
Ano 8_2009	31	11	20	90%	2.166	39.371

Tabela 4 – Capacidade instalada do projeto

B.3. Descrição de como as emissões antropogênicas de GEEs pelas fontes são reduzidas para abaixo daquelas que teriam ocorrido na ausência da atividade de projeto de MDL registrada

A metodologia de linha de base proposta inclui uma Ferramenta de Adicionalidade aprovada pelo Conselho Executivo. Essa ferramenta considera alguns passos importantes que são necessários para determinar se a atividade de projeto é adicional e também demonstra como as reduções nas emissões não ocorreriam na ausência da atividade de projeto *Co-geração da Bioenergia*.

Os seguintes passos são necessários para as demonstrações e para a avaliação da adicionalidade do projeto *Co-geração da Bioenergia*:

Passo 0. Triagem preliminar com base na data inicial da atividade de projeto:

a) **Data de início do projeto:** Projeto da UTE (Usina Termelétrica de Energia) Santo Antônio (USA) iniciado em 21/06/2002. Projeto da UTE São Francisco (UFRA) iniciado em 18/08/2002.

b) **Há evidências confirmando que os incentivos de MDL foram seriamente considerados no desenvolvimento da atividade de projeto.**

As usinas de açúcar e etanol localizadas no estado de São Paulo estão estreitamente associadas, o que permite que sejam representadas como uma única entidade, fortalecendo o seu diálogo com o governo e o mercado. UNICA - a União da Agroindústria Canavieira de São Paulo foi criada em 1997 juntando em uma única entidade duas uniões já existentes neste setor: SIAESP² (indústria do açúcar) e SIFAESP³ (indústria do etanol).

A UNICA tem sido proativa no fornecimento de numerosas informações aos seus associados sobre diversas questões, inclusive o MDL e suas oportunidades. Desde 1997 essa entidade tem oferecido seminários, livros e trabalhos de pesquisa para informar e aconselhar as usinas açucareiras sobre procedimentos, incentivos e oportunidades relativos ao MDL.

As usinas São Francisco e Santo Antônio, como associadas da UNICA, receberam informações sobre o MDL em diversos fóruns e atividades promovidas pela entidade. Todas as informações obtidas

² SIAESP – Sindicato da Indústria do Açúcar do Estado de São Paulo. O sindicato da indústria de açúcar no Estado de São Paulo.

³ SIFAESP – Sindicato da Indústria da Fabricação do Alcool no Estado de São Paulo. O sindicato da indústria de fabricação do álcool no Estado de São Paulo.



foram extremamente importantes para a decisão de prosseguir com a atividade de projeto e, finalmente, iniciar o projeto Co-geração da Bioenergia.

As duas usinas são também membros da Copersucar - uma cooperativa de 32 produtores de açúcar e etanol. Além de ser a maior produtora de açúcar e etanol do mundo, a Copersucar é a proprietária do CTC - Centro de Tecnologia Copersucar, seu ramo tecnológico. Esse centro é um dos mais avançados em pesquisa e desenvolvimento para a produção e processamento sucroalcooleiros e elaborou numerosos trabalhos de pesquisa para informar seus sócios sobre o MDL.

A seguir são apresentadas algumas atividades desenvolvidas pela UNICA, Copersucar/CTC e por outros participantes do setor que evidenciam a intenção de manter seus associados informados sobre o MDL:

- Álcool e Aquecimento Global, 1997. (CNI, Copersucar e COPPE-UFRJ). [Em inglês: "Alcohol and Global Warming"]. Este livro foi financiado pela Copersucar para conscientizar os sócios em relação ao aquecimento global e como o etanol pode contribuir para sua mitigação. A Balbo também participa da Copersucar.
- O álcool combustível e o desenvolvimento sustentado, 1998. (João Guilherme Sabino Ometto, produtor de açúcar e ex-presidente da SIAESP, SIFAESp e da Copersucar). [Em inglês, "Fuel Alcohol and Sustainable Development"]. Esse livro foi escrito para fornecer informações ao setor sobre as oportunidades do uso de álcool no cenário do MDL. Ele tem como base as prerrogativas do protocolo de Quioto.
- A UNICA⁴ é membro fundador da IETA⁵ – [Sigla em inglês de "International Emissions Trading Association", associação internacional de comércio de emissões] (1998). O objetivo da associação é desenvolver um mercado ativo global de gases de efeito estufa, homogêneo dentro das fronteiras nacionais e que envolva todos os mecanismos: Mecanismo de Desenvolvimento Limpo, Implementação Conjunta e comercialização de emissões.
- BRAZIL/U.S. ASPEN GLOBAL FORUM. *University of Colorado em Denver*. A Copersucar participou dos seguintes documentos relativos à Mudança de Clima:
 - Early Start Carbon Emission Reduction Projects, Challenge & Opportunity, 1999
 - Task Forces on Early Start Projects for Carbon Emissions Reductions, 2000
- O Ciclo da Cana-de-Açúcar e Reduções Adicionais nas Emissões de CO₂, 2000. (Isaías de Carvalho Macedo, CTC – Copersucar). [Em inglês, "The Sugarcane Cycle and the Additional CO₂ Emission Reductions"]. Trabalho de pesquisa preparado para fornecer informações aos sócios da Copersucar.
- Resíduos de cana-de-açúcar para geração de energia nas usinas de açúcar / etanol no Brasil. *Energia para o Desenvolvimento Sustentável – Volume V Nº 1 – 2001*. Preparado pela equipe técnica do CTC – Copersucar.

Como mostrado acima, o setor da indústria sucroalcooleira recebeu informações sobre o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo e tem sido proativo em sua participação no MDL. Assim, o setor sucroalcooleiro e, conseqüentemente, as usinas Santo Antônio e São Francisco estão adotando uma abordagem prática do MDL.

Ocorreram comunicações privadas entre a Ecoinvest e o Grupo Balbo desde 2000 em relação à possibilidade de desenvolver o projeto como projeto de MDL. Existe um email comprovando que essas comunicações ocorreram antes da data de início da atividade de projeto. A prova está datada de 8 de junho de 2000 e está disponível mediante solicitação.

⁴ UNICA – www.unica.com.br

⁵ IETA – www.ieta.org



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:

1. A alternativa à atividade de projeto é a continuidade da situação atual (anterior), com o investimento do capital excedente no mercado financeiro. O principal patrocinador do projeto não tinha experiência anterior no mercado de energia elétrica.

Subpasso 1b. Cumprimento das leis e normas aplicáveis:

2. A alternativa está em conformidade com todas as exigências jurídicas e regulatórias aplicáveis.
3. Não se aplica.
4. A atividade de projeto e o cenário alternativo estão em conformidade com as exigências jurídicas e regulatórias aplicáveis.

Passo 3. Análise de barreiras:

Para fazer uma análise concreta de barreiras, apresentamos inicialmente uma sucinta visão geral do mercado de eletricidade brasileiro nos últimos anos.

Até o início da década de 90, o setor energético era composto quase que exclusivamente por estatais. A partir de 1995, devido a um aumento nas taxas de juros internacionais e à deficiência da capacidade de investimento do Estado, o governo foi obrigado a procurar alternativas. A solução recomendada foi iniciar um processo de privatização e de desregulação do mercado.

Os quatro pilares do processo de privatização iniciado em 1995 foram:

Construir um ambiente propício à competição, com a eliminação gradual da figura do cliente cativo. A opção de escolher um fornecedor de serviços elétricos, que teve início em 1998 para os maiores consumidores e deve estar disponível para todo o mercado em 2006;

Desmantelamento dos monopólios estatais, separando e privatizando as atividades de geração, transmissão e distribuição;

Liberdade de acesso às linhas de transmissão e

Transferência das responsabilidades de operação e planejamento para o setor privado.

Houve a criação de três entidades governamentais: a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), criada para desenvolver a legislação e regular o mercado; o ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico) para supervisionar e controlar a geração, transmissão e operação; e o MAE (Mercado Atacadista de Energia Elétrica), para definir as regras e os procedimentos comerciais do mercado de curto prazo.

No final de 2000, após cinco anos de privatização, os resultados foram modestos (Figura 10). Apesar da expectativa elevada, os investimentos na nova geração não acompanharam o aumento no consumo.

O descolamento entre o PIB (aumento médio de 2% no período de 1980 a 2000) e o aumento no consumo de eletricidade (aumento médio de 5% no mesmo período) é bem conhecido nos países desenvolvidos, especialmente devido à ampliação dos serviços de fornecimento para novas áreas e à crescente infra-estrutura. Foram tomadas as medidas necessárias para evitar gargalos nos serviços. Elas incluem um aumento na capacidade de geração maior que a taxa de crescimento do PIB, e pesados investimentos em eficiência energética. No caso do Brasil, o aumento da capacidade instalada de geração (média de 4% no mesmo período) não acompanhou o crescimento no consumo, conforme pode ser visto na Figura 11.



Sem capacidade instalada nova, as únicas alternativas eram melhorar a eficiência energética ou aumentar a utilização da capacidade (fator de capacidade). Com relação à eficiência energética, o governo criou, em 1985, o PROCEL (Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica). Apesar de os resultados do programa terem sido notáveis, a eficiência alcançada não foi suficientemente alta a ponto de compensar o hiato mencionado, entre a necessidade de nova capacidade de geração e o aumento no consumo.

A outra alternativa para aumentar o fator de capacidade das plantas antigas foi, na verdade, a mais amplamente utilizada, como podemos ver na Figura 12. Para entender se este aumento no fator de capacidade trouxe consequências positivas ou negativas, precisamos analisar a disponibilidade e o preço dos combustíveis. No modelo de eletricidade brasileiro, a principal fonte de energia é a água acumulada nos reservatórios. A Figura 13 mostra o que ocorreu com os níveis de "energia armazenada" nos reservatórios entre janeiro de 1997 e janeiro de 2002. Pode-se ver que os reservatórios, projetados para resistir a 5 anos de estações com menos chuvas que a média, quase entraram em colapso após uma única estação com pouca precipitação pluviométrica (2000/2001 teve 74% da média histórica de precipitação pluviométrica). Essa situação ilustra uma utilização muito intensiva dos recursos hídricos do país para poder suportar o aumento da demanda sem aumentar a capacidade instalada. Com a situação descrita, não havia ainda solução de longo prazo para os problemas que, no final, causaram a escassez e o racionamento em 2001.

Consciente das dificuldades desde fins da década de 90, o governo brasileiro sinalizou que era estrategicamente importante para o país aumentar a geração termelétrica e, conseqüentemente, ser menos dependente da energia hidrelétrica. Considerando isso, o governo federal lançou, no início de 2000, o *PPT (Plano Prioritário de Termelétricas)*, Decreto Federal 3.371 de 24 de fevereiro de 2000 e a Portaria 43 do Ministério de Minas e Energia de 25 de fevereiro de 2000, planejando originalmente a construção de 47 usinas termelétricas utilizando o gás natural boliviano, totalizando 17.500 MW de capacidade instalada nova até dezembro de 2003. Durante 2001 e o início de 2002, o plano foi reorganizado de modo a contemplar 40 centrais e 13.637 MW a serem instalados até dezembro de 2004 (Art. 29 da Lei Federal 10.438 de 26 de abril de 2002). Em dezembro de 2004 havia 20 plantas em operação, totalizando aproximadamente 9.700 MW.

Durante o racionamento de 2001 o governo também lançou o *Programa Emergencial de Energia* com a meta de curto prazo de construir 58 usinas termelétricas pequenas a médias até fins de 2002 (utilizando principalmente óleo diesel, 76,9 %, e óleo combustível residual, 21,1 %), totalizando 2.150 MW de capacidade energética (CGE-CBEE, 2002).

Está claro que a energia hidrelétrica é e continuará sendo a principal fonte responsável pela eletricidade de base no Brasil. Porém, a maioria dos - se não todos os - recursos hídricos no Sul e Sudeste do país foi explorado e a maioria das reservas restantes fica na bacia do Amazonas, distante dos centros industriais e populacionais (OCDE, 2001). Está claro que as novas adições ao setor de energia elétrica do Brasil estão mudando de hidrelétricas para usinas a gás natural (Schaeffer *et al.*, 2000). Com as descobertas de vastas reservas de gás natural na Bacia de Santos em 2003 (Figura 14), a política de utilizar gás natural para gerar eletricidade continua sendo uma possibilidade, e continuará a atrair o interesse dos investimentos da iniciativa privada no setor energético brasileiro.

No poder desde janeiro de 2003, o governo recém-eleito decidiu rever totalmente o marco institucional do mercado de energia elétrica. O Congresso aprovou um novo modelo para o setor elétrico em março de 2004. O novo marco regulatório para o setor elétrico tem as seguintes características-chave (OCDE, 2005):

- A demanda e o fornecimento de eletricidade serão coordenados por uma demanda em "pool" a ser estimada pelas companhias distribuidoras, que terão que contratar 100% da sua demanda projetada de eletricidade durante os 3 a 5 anos seguintes. Essas projeções serão enviadas a uma nova instituição denominada *Empresa de Planejamento Energético* - EPE,



que estimará a expansão necessária na capacidade de fornecimento a ser vendida às companhias de distribuição através do "pool". O preço pelo qual a eletricidade será negociada através do "pool" é uma média de todos os preços contratados para longo prazo, e será o mesmo para todas as companhias de distribuição.

- Paralelamente aos contratos de pool "regulados" de longo prazo, existirá um mercado "livre". Embora, no futuro, será exigido que os grandes consumidores (acima de 10 MW) forneçam às companhias de distribuição um aviso de 3 anos se desejarem mudar do "pool" para mercado livre e um aviso de 5 anos para os que mudarem na direção oposta, visualiza-se um período de transição, no qual essas condições serão mais flexíveis. Essas medidas podem potencialmente reduzir a volatilidade do mercado e permitir que as companhias de distribuição estimem melhor o tamanho do mercado. Se a demanda real se apresentar maior que a projetada, as companhias de distribuição terão que comprar eletricidade no mercado livre. No caso oposto, terão que vender o fornecimento em excesso no mercado livre. As companhias de distribuição conseguirão repassar para os consumidores finais a diferença entre os custos da eletricidade comprada no mercado livre e através do "pool", se a discrepância entre a demanda projetada e real ficar abaixo de 5%. Se ficar acima desse limite, a companhia de distribuição arcará com os custos em excesso.
- O governo optou por uma configuração institucional mais centralizada, reforçando o papel do Ministério de Minas e Energia no planejamento de longo prazo. A EPE apresentará ao Ministério o seu portfólio de tecnologias desejadas e uma lista dos projetos estratégicos e não estratégicos. Por sua vez, o Ministério apresentará essa lista de projetos ao CNPE (Conselho Nacional de Política Energética). Depois de aprovados pelo CNPE, os projetos estratégicos serão leiloados, com base em prioridades, através do "pool". As companhias podem substituir os projetos não estratégicos propostos pela EPE, se suas propostas oferecerem a mesma capacidade por uma tarifa mais baixa. Outra nova instituição é o CMSE (*Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico*), que irá monitorar as tendências da demanda e fornecimento de energia elétrica. Se forem identificados problemas, o CMSE irá propor medidas corretivas para evitar escassez de energia, como condições especiais de preço para os novos projetos e reserva da capacidade de geração. Esse comitê ficará no âmbito do Ministério de Minas e Energia e será presidido por ele. Não se espera outras grandes privatizações neste setor.

Embora um dos maiores objetivos do novo modelo seja a redução do risco de mercado, sua capacidade de incentivar o investimento privado dependerá do modo como o novo marco regulatório será implementado. Com relação a isso, há vários desafios a destacar. *Primeiro*, o risco de falha regulatória, que poderia ocorrer em razão do fato de que o governo desempenhará um papel significativamente maior no planejamento de longo prazo, deverá ser evitado através de um estreito monitoramento da aplicabilidade de novas regras. *Em segundo lugar*, será necessário conceber regras para a transição, do modelo atual para o novo, para permitir que os atuais investimentos sejam adequadamente remunerados. *Em terceiro lugar*, em razão de seu pequeno tamanho, a volatilidade dos preços pode aumentar no mercado de eletricidade de curto prazo, ocasionando, por sua vez, maior risco do investimento, embora esse risco venha a ser atenuado pela presença de grandes consumidores. A alta participação da energia hidrelétrica no mix de energia do Brasil e a incerteza sobre a precipitação pluviométrica também contribuem para uma maior volatilidade do mercado de eletricidade de curto prazo. *Em quarto lugar*, embora o novo modelo vá exigir uma separação total entre a geração e a distribuição, as normas para repartir as companhias integradas verticalmente ainda têm que ser definidas. Atualmente é permitido que as companhias de distribuição comprem até 30% de sua eletricidade das próprias subsidiárias (autonegociação). *Por fim*, a política do governo para o setor de gás natural precisa ser definida dentro de uma estrutura setorial específica.



Subpasso 3a. Identificar barreiras que impediriam a implementação do tipo de atividade de projeto proposta

Barreira para investimentos

Para analisar com exatidão o ambiente de investimentos no Brasil, deve-se considerar a taxa preferencial de juros brasileira, conhecida como taxa SELIC, além do CDI – Certificado de Depósito Interbancário, que é a medida do valor no mercado de crédito de curto prazo. As taxas de juros do Real têm se mantido em um patamar extraordinariamente alto, desde que o plano Real estabilizou a inflação em 1994.

Como consequência do longo período de inflação, a moeda brasileira apresentou uma forte desvalorização, impedindo efetivamente que os bancos comerciais fornecessem financiamento de dívidas de longo prazo. A inexistência de um mercado de dívida de longo prazo teve um grande impacto negativo no financiamento de projetos de energia no Brasil.

As taxas de juros dos financiamentos na moeda local são significativamente mais altas do que o financiamento em dólar norte-americano. O Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES é o único fornecedor de empréstimos de longo prazo. O financiamento de dívidas do BNDES é realizado principalmente através dos bancos comerciais. O mercado de crédito é dominado por vencimentos mais curtos (de 90 dias a 1 ano) e as linhas de crédito de longo prazo estão disponíveis somente para os tomadores de empréstimo corporativos mais fortes e para iniciativas especiais do governo. O crédito fica restrito ao curto prazo no Brasil ou ao longo prazo em dólares no exterior.

Os mercados financeiros internos com vencimentos maiores que 1 ano praticamente não existem no Brasil. A experiência tem demonstrado que em momentos de tensão financeira a duração dos instrumentos de poupança cai para níveis próximos a um dia, com uma grande concentração em depósitos bancários overnight. Os poupadores não entram em contratos financeiros de longo prazo, por não ser possível determinar o preço da incerteza envolvida na preservação do valor do poder de compra. (Arida et al., 2005).

A falta de um mercado local de longo prazo não é resultado de um desinteresse em oportunidades de investimentos financeiros, mas sim da relutância dos credores e poupadores em aumentar o prazo dos seus investimentos. Faz os poupadores optarem pelos investimentos mais líquidos e colocarem seu dinheiro em títulos do governo de curto prazo, em vez de investirem em oportunidades de longo prazo que poderiam financiar projetos de infra-estrutura.

O título com mais liquidez do governo é o LFT (títulos de taxa flutuante com base na taxa de referência diária do Banco Central). A partir de janeiro de 2004, 51,1% da dívida interna federal estava em LFTs e tinha duração de um dia. Essa taxa do título é quase igual a taxa do CDI - Certificado de Depósito Interbancário que é influenciada pela taxa SELIC, definida pelo COPOM⁶.

A taxa SELIC tem oscilado desde 1996, de um mínimo de 15% a.a. em janeiro de 2001 até um máximo de 45% a.a. em março de 1999, como é possível ver na Figura 15.

O projeto da Bioenergia foi desenvolvido com base nas finanças do projeto. Para financiar a construção, o patrocinador do projeto (Grupo Balbo) se beneficiou das linhas de financiamento do BNDES. Esse apoio financeiro cobriu 57% dos custos do projeto com uma TJLP (Taxa de Juros de Longo Prazo do BNDES) de 10% mais 5% de spread de risco por um período de 8 anos e um período de carência de 1 ano.

Como pode ser visto na planilha FCF_Bioenergia(RCE)⁷, o projeto foi criado com uma TIR [taxa de retorno interna] financeira esperada de cerca de 18% ao ano. A TIR do projeto é muito semelhante à taxa SELIC em vigor na época do financiamento, embora o projeto seja um investimento de maior risco,

⁶ COPOM – Comitê de Política Monetária.

⁷ A planilha está disponível para os consultores



se comparado aos títulos do governo brasileiro. A inclusão das receitas de RCEs aumenta a TIR do projeto em cerca de 200 pontos básicos, de 18,4% para 20,5%. Esse aumento no retorno compensaria o risco adicional do investidor com este projeto.

Além do aumento de 200 pontos básicos, as receitas de RCEs trariam benefícios adicionais para o projeto, pois são geradas em moedas fortes (dólares norte-americanos ou euros). O incentivo do MDL permite que o Grupo Balbo proteja o seu fluxo de caixa de dívida contra a desvalorização da moeda. Além disso, o Fluxo de Caixa Livre de RCE em dólares norte-americanos ou em euros poderia ser descontado a uma taxa de juros de desconto aplicável, aumentando assim a alavancagem do projeto.

O alto nível das garantias exigidas para financiar um projeto de energia no Brasil representa uma barreira para o desenvolvimento de novos projetos. Seguro, garantias financeiras, assessorias financeiras são exigências que aumentam o custo do projeto e se constituem em barreiras para a viabilização do mesmo.

Outras barreiras financeiras estão relacionadas ao CCEE (Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica). O CCEE é exigido para se obter financiamento de longo prazo de um banco e a falta de contratos comerciais adequados com os compradores de energia pode influenciar diretamente a negociação entre o banco e o desenvolvedor do projeto. A maioria das companhias de serviços públicos no Brasil não possui um risco de crédito satisfatório, o que representa uma barreira para a obtenção de financiamentos de longo prazo.

A conclusão é que os incentivos do MDL desempenham um papel muito importante na superação das barreiras financeiras (Tabela 5).

Barreira institucional

Como descrito acima, desde 1995 as políticas governamentais do mercado de eletricidade do governo estão em permanente alteração no Brasil. Um número excessivo de leis e normas foi criado para tentar organizar e fornecer incentivos para os novos investimentos no setor energético. Os resultados dessa instabilidade regulatória foram contrários ao que se tentava alcançar. Durante o período de racionamento os preços de eletricidade ultrapassaram R\$ 600/MWh (cerca de US\$ 200/MWh) e o preço marginal projetado para a nova energia chegou em níveis de R\$ 120 a 150/MWh (cerca de US\$ 45). No meio de 2004 o preço médio estava abaixo de R\$ 50/MWh (menos de US\$ 20/MWh). A volatilidade do preço da eletricidade no Brasil tem uma correlação com a instabilidade das políticas governamentais no período, com 3 diferentes ambientes regulatórios em 10 anos (de 1995 a 2004). Teoricamente, o novo marco regulatório tem o potencial de reduzir consideravelmente o risco do mercado. Contudo, somente o tempo comprovará a eficiência do novo modelo em relação à redução de riscos do mercado, e à atração de investimentos privados⁸. Nesse sentido, será interessante avaliar os resultados do primeiro leilão de licenças para a construção de novas centrais a fim de se fazer uma avaliação correta do sucesso da implementação do novo marco regulatório.

Barreira cultural

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). Assim, a barreira cultural é um obstáculo considerável, pois a geração de eletricidade para venda à rede e a negociação de eletricidade no mercado são relativamente novos neste setor, o que pode ser superado, em parte, pelo Mecanismo de Desenvolvimento Limpo.

⁸ A reforma da estrutura jurídica do setor elétrico brasileiro teve início com a Medida Provisória Nº 144, posteriormente transformada na Lei Nº 10.848, de 15 março de 2004 - foi divulgada com a publicação do Decreto Nº 5.163, de 30 de julho de 2004.



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

Como descrito acima, a principal alternativa para a atividade de projeto é continuar na mesma situação. O patrocinador do projeto poderia investir seus recursos em diferentes investimentos do mercado financeiro. Portanto, as barreiras acima não afetaram o investimento em outras oportunidades. Pelo contrário, as taxas de juros brasileiras, que se constituem em uma barreira para a atividade de projeto, são uma alternativa viável de investimento.

Passo 4. Análise da prática comum

Sub-passo 4a. Analisar outras atividades semelhantes à atividade de projeto proposta:

Algumas usinas açucareiras otimizaram suas centrais para exportar eletricidade; diversos riscos e barreiras impediram a implementação da atividade de projeto proposta na maioria das usinas açucareiras. Na Região Centro-Sul, existem mais de 250 usinas açucareiras que produzem açúcar, etanol e eletricidade para seu próprio consumo, mas menos de 30 usinas criaram programas de ampliação para suas unidades.

Sub-passo 4b. Discutir opções semelhantes que estão ocorrendo:

Os riscos e barreiras estão relacionados a questões técnicas e operacionais associadas com pequenos projetos de co-geração, inclusive a capacidade de cumprir o contrato CCEE e as possíveis multas por não cumprimento do contrato. Além disso, os produtores tradicionais de açúcar preferem concentrar os investimentos em seu negócio costumeiro (açúcar e etanol) do que empreenderem novos projetos, com novos riscos e retornos baixos (veja Barreira para investimentos), dos quais têm pouco ou nenhum know-how.

Independentemente dos riscos e barreiras mencionados acima, a principal razão do reduzido número de atividades de projetos semelhantes é o custo econômico. A viabilidade do projeto exige um contrato CCEE com uma empresa de serviços públicos, mas essas companhias não têm incentivos ou motivação para comprar a eletricidade gerada por pequenos projetos de co-geração. O custo marginal da ampliação da eletricidade é US\$ 33/MWh⁹ e o custo da eletricidade de co-geração varia de US\$ 35 a US\$ 50.

Os custos da geração de eletricidade a partir da atividade de projeto variam entre R\$ 31/MWh (US\$ 1 para R\$ 3) e R\$ 39,6/MWh (US\$ 1 para R\$ 2,35).

Em virtude das razões mencionadas anteriormente, não mais que 10% das usinas açucareiras na região Centro-Sul desenvolveram atividades semelhantes às da Bioenergia e a maior parte desses desenvolvedores de projeto levou em consideração o MDL na decisão de ampliar sua planta de co-geração.

A intenção do Grupo Balbo de diversificar suas receitas e de se proteger contra a volatilidade dos preços do açúcar e do etanol foi fundamental para a companhia desenvolver esse projeto pioneiro e criar o Projeto Co-geração da Bioenergia. A companhia também tem sido pioneira na busca de receitas de RCE para aumentar a TIR do projeto e, conseqüentemente, fazer com que seja economicamente viável.

Passo 5 – Impacto do registro do MDL

A plantação de cana-de-açúcar faz parte do período de colonização do país. A comercialização da cana-de-açúcar, que se tornou parte da cultura brasileira, foi introduzida no século 16 quando os

⁹ MME – Ministério de Minas e Energia www.mme.gov.br Valor Econômico da Tecnologia Específica da Fonte – VETEF Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica



portugueses colonizaram o país. O Brasil se tornou o primeiro produtor e exportador de açúcar do mundo. Desde então, a cana-de-açúcar representa uma parte importante do setor agrícola brasileiro.

Atualmente, no Brasil, existem mais de 5 milhões de hectares de terra produzindo cana-de-açúcar e mais de 320 usinas açucareiras que produzem açúcar, etanol e eletricidade para seu próprio consumo de energia. Conseqüentemente, o potencial de geração de eletricidade para comercialização (exportação para a rede) está estimado em cerca de 20 GW. Esse potencial sempre existiu e cresceu junto com o setor sucroalcooleiro. Entretanto, os investimentos para ampliar as usinas açucareiras 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 começaram a visualizar essa atividade de projeto proposta como uma alternativa de investimento para suas usinas juntamente com a introdução do MDL.

O MDL criou condições para que as usinas instalassem suas plantas de co-geração e exportassem o excesso de eletricidade para a rede, ajudando a vencer as barreiras financeiras através dos benefícios financeiros obtidos das receitas do MDL; isso está resumido na Tabela 5. Além disso, o MDL ajudou a superar as barreiras institucionais e culturais, pois fez com que os patrocinadores de projetos dessem mais importância à geração de eletricidade renovável.

Assim, o registro da atividade de projeto proposta terá um forte impacto na abertura de caminho para a implementação de projetos semelhantes no Brasil, o que pode ocasionar, entre outros, o desenvolvimento em tecnologia.

Esse tipo de atividade será incentivado após a atividade de projeto ser registrada.



B.4. Descrição de como a definição do limite do projeto relacionada à metodologia de linha de base selecionada é aplicada à atividade de projeto.

Limite do projeto

No Projeto Co-geração da Bioenergia, uma usina existente foi atualizada com novas peças modificadas de certos equipamentos (caldeira, turbina a vapor, linhas de transmissão, etc.) para otimizar o uso de energia dentro de uma usina sucroalcooleira e possibilitar a exportação de eletricidade para a rede.

Atualmente a planta de produção de álcool e açúcar é auto-suficiente na geração e utilização de energia. Todo o bagaço resultante da moagem de cana de açúcar é queimado para geração de vapor e para a subsequente produção de eletricidade, como pode ser visto na Figura 16.

Dentro do limite do projeto as únicas novas fontes de emissão são as relacionadas à construção e instalação de novos equipamentos e linhas de transmissão. Não se planeja nenhuma ampliação da capacidade de moagem e, portanto, nenhuma nova biomassa será queimada nem será gerada nova fonte contínua de gases de efeito estufa.

Limite da rede de energia

A seção Sul/Sudeste e Centro-Oeste do subsistema interligado nacional é onde a atividade de projeto está localizada e é considerada como limite. A maior parte da eletricidade é gerada nesta porção do país e que também responde por 70% do PIB. Este subsistema recebe eletricidade exportada da planta de co-geração da Bioenergia que usa bagaço como combustível (Figura 17).

B.5. Os detalhes das informações da linha de base, inclusive a data de conclusão do estudo da linha de base e o(s) nome(s) da(s) pessoa(s)/entidade(s) que determina(m) a linha de base

A data de conclusão da versão final desta seção da linha de base foi 23/09/2005.

Companhia: Ecoinvest Carbon
Endereço: Rua Padre João Manoel, 222
Código Postal + cidade: 01411-000 São Paulo, SP
País: Brasil
Contato: A. Ricardo J. Esparta
Cargo: Diretor
Telefone: +55 (11) 3063-9068
Fax: +55 (11) 3063-9069
Email: esparta@ecoinvestcarbon.com



SEÇÃO C. Duração da atividade de projeto / Período de créditos

C.1. Duração da atividade de projeto

C.1.1. Data de início da atividade de projeto

O projeto da UTE Santo Antônio (USA) iniciou em 21/06/2002.

O projeto da UTE São Francisco (USFR) iniciou em 18/08/2002.

C.1.2. Tempo de vida operacional esperado da atividade de projeto

20 anos - 0 mês

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

C.2.1. Período de crédito renovável

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

O primeiro período de crédito iniciou em 21/06/2002.

C.2.1.2. Duração do primeiro período de créditos

07 anos - 0 mês

C.2.2. Período de créditos fixado

Não se aplica

C.2.2.1. Data de início

Não se aplica

C.2.2.2. Duração

Não se aplica

**SEÇÃO D. Aplicação de uma metodologia e plano de monitoramento****D.1. Nome e referência da metodologia de monitoramento aprovada aplicada à atividade de projeto**

Metodologia de monitoramento aprovada AM0015: "Co-geração com base em bagaço interligada a uma rede elétrica"

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

A metodologia escolhida se aplica a todos os projetos de co-geração com base em bagaço interligados à rede. A metodologia e o plano de monitoramento consideram o monitoramento das reduções de emissão geradas de projetos de co-geração que usam como combustível o bagaço da cana-de-açúcar.

O dado principal a ser considerado para a determinação das reduções nas emissões é a eletricidade exportada para a rede. A redução nas emissões é obtida pela aplicação de um fator das emissões através da eletricidade despachada para a rede, que é verificada e monitorada por uma verificação de duas partes: pela usina que vende a eletricidade e pela companhia de serviços públicos que compra a eletricidade.

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

As emissões do projeto (PE_p) são zero; portanto a tabela D.2.1.1 a seguir fica vazia.

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

Número de identificação (Use números para facilitar a referência cruzada com	Variável dos dados	Fonte dos dados	Unidade dos dados	Medidos (m), calculados (c) ou estimados (e)	Frequência de gravação	Proporção dos dados a serem monitorados	Como os dados serão arquivados? (formato eletrônico / impresso)	Comentário

**D.2.1.2. Descrição das fórmulas usadas para estimar as emissões do projeto (para cada gás, fonte, fórmula/ algoritmo, unidades das emissões de CO_{2e})**

As emissões do projeto (PE_y) são zero, portanto nenhuma fórmula para cálculo das emissões diretas é necessária.

D.2.1.3. Dados relevantes para a determinação da linha de base de emissões antropogênicas por fontes de GEEs contidas dentro do limite do projeto e como esses dados serão coletados e arquivados

Número de identificação	Variável dos dados	Fonte dos dados	Unidade dos dados	Medidos (m), calculados (c), estimados (e)	Frequência de gravação	Proporção dos dados a serem monitorados	Como os dados serão arquivados? (formato eletrônico / impresso)	Comentário
1. EG _y	Eletricidade alimentada na rede pelo projeto	Leituras da medição da energia interligada à rede e Recibo de vendas	MWh	(m)	Mensalmente	100%	Formato eletrônico e impresso	Os dados estão sendo arquivados e administrados pela Bioenergia
2. EF _y	Fator de emissão	Calculado	tCO ₂ /MWh	(c)	Na validação e após o registro	0%	Formato eletrônico	Os dados estão disponíveis mediante solicitação. Os fatores foram calculados de acordo com a metodologia de monitoramento aprovada AM0015
3. EF _{om,y}	Fator de emissão	Calculado	tCO ₂ /MWh	(c)	Na validação e após o registro	0%	Formato eletrônico	Os dados estão disponíveis mediante solicitação. Os fatores foram calculados de acordo com a metodologia de monitoramento aprovada AM0015
4. EF _{BM,y}	Fator de emissão	Calculado	tCO ₂ /MWh	(c)	Na validação e após o registro	0%	Formato eletrônico	Os dados estão disponíveis mediante solicitação. Os fatores foram calculados de acordo com a metodologia de monitoração aprovada AM0015



5. λ_y	Fração de tempo durante a qual os recursos de baixo custo/inflexíveis ficam na margem	Calculado	Não dimensional	(c)	Na validação e após o registro	0%	Formato eletrônico	Os dados estão disponíveis mediante solicitação. Os fatores foram calculados de acordo com a metodologia de monitoramento aprovada AM0015
----------------	---	-----------	-----------------	-----	--------------------------------	----	--------------------	---

D.2.1.4. Descrição das fórmulas usadas para estimar as emissões da linha de base (para cada gás, fonte, fórmula/algoritmo, unidades das emissões de CO_{2e})

De acordo com a metodologia selecionada aprovada (AM-0015), o fator de emissão da linha de base é definido como (EF_y) e é calculado como sendo uma margem combinada (CM), que consiste na combinação dos fatores da margem de operação (OM) e da margem de construção (BM). Para fins de determinação dos fatores de emissão da margem de construção e da margem de operação, um sistema elétrico de projeto é definido como sendo a extensão espacial das centrais que podem ser despachadas sem restrições significativas na transmissão. De modo semelhante, um sistema elétrico interligado é definido como sendo um sistema elétrico que é interligado por linhas de transmissão ao sistema elétrico do projeto, no qual as centrais podem ser despachadas sem restrições significativas na transmissão.

Conforme a AM-0015, um fator de emissão da linha de base (EF_y) é calculado como sendo uma margem combinada (CM), que consiste na combinação dos fatores da margem de operação (OM) e da margem de construção (BM), de acordo com os seguintes três passos:

- **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 segunda alternativa, a margem de operação simples ajustada, será usada aqui.

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



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

Equação 1

Onde:

- λ_y é a proporção de horas no ano y (em %) para a qual as fontes de baixo custo/inflexíveis estão na margem,
- $\sum_{i,j} F_{i,j,y}$ 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 ,
- $COEF_{i,j}$ 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
- $\sum_j GEN_{j,y}$ é a eletricidade (MWh) alimentada na rede pela fonte j (análoga para fontes k).
- **PASSO 2** – Calcular o fator de emissão da margem de construção ($EF_{BM,y}$) como o fator de emissão da média ponderada da geração (tCO_{2e}/MWh) de uma amostra de centrais m , como a seguir:

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

Equação 2

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 (AM-0015) 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.

**MDL – Conselho Executivo**

Os participantes do projeto devem usar a opção dentre essas duas na qual o grupo de amostra abrange a maior geração anual.

- **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 ($EF_{BM,y}$):

$$EF_y = w_{OM} \cdot EF_{OM,y} + w_{BM} \cdot EF_{BM,y} \quad \text{Equação 3}$$

Onde os pesos w_{OM} e w_{BM} , por padrão, são 50% (ou seja, $w_{OM} = w_{BM} = 0,5$).

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

Não se aplica.

D.2.2.1. Dados a serem coletados para monitorar as emissões da <u>atividade de projeto</u> e como esses dados serão arquivados								
Número de identificação	Variável dos dados	Fonte dos dados	Unidade dos dados	Medidos (m), calculados (c), estimados (e)	Frequência de gravação	Proporção dos dados a serem monitorados	Como os dados serão arquivados? (Formato eletrônico / impresso)	Comentário

D.2.2.2. Descrição das fórmulas usadas para calcular as emissões da linha de base (para cada gás, fonte, fórmula/algoritmo, unidades das emissões de CO_{2e})

Não se aplica.

D.2.3. Tratamento de fuga no plano de monitoramento



MDL – Conselho Executivo

D.2.3.1. Se aplicável, descreva os dados e informações que serão coletados para monitorar os efeitos da fuga da atividade de projeto								
Número de identificação	Variável dos dados	Fonte dos dados	Unidade dos dados	Medidos (m), calculados (c) ou estimados (e)	Frequência de gravação	Proporção dos dados a serem monitorados	Como os dados serão arquivados? (formato eletrônico / impresso)	Comentário

As emissões indiretas podem ser consequência da construção do projeto, do transporte de materiais, combustível e de outras atividades a montante. O combustível fóssil não é usado para ajudar na combustão. Somente o bagaço é usado como combustível nas usinas açucareiras. Portanto, o projeto não reivindica reduções nas emissões dessas atividades. Não foi identificada nenhuma fuga líquida significativa dessas atividades.

Assim, não foi identificada nenhuma fonte de emissões e, portanto, nenhum dado será coletado nem arquivado. Não existem entradas na tabela D.2.3.1 acima.

D.2.3.2. Descrição das fórmulas usadas para estimar a fuga (para cada gás, fonte, fórmula/algoritmo, unidades das emissões de CO_{2e})

A fuga não se aplica à metodologia aprovada da atividade de projeto

D.2.4. Descrição das fórmulas usadas para estimar as reduções nas emissões para a atividade de projeto (para cada gás, fonte, fórmula/algoritmo, unidades das emissões de CO₂ equivalente)

A atividade de projeto reduz principalmente o dióxido de carbono através da substituição da geração de eletricidade da rede com centrais movidas a combustível fóssil por eletricidade renovável. As reduções nas emissões via a atividade de projeto (ER_y) durante um determinado ano (y) são a diferença entre as emissões da linha de base (BE_y , em tCO₂), as emissões do projeto (PE_y , em tCO_{2e}) e as emissões resultantes de fugas (L_y , em tCO_{2e}), como a seguir:

$$ER_y = BE_y - PE_y - L_y \quad \text{Equação 4}$$



Onde as emissões de linha de base são o produto da eletricidade fornecida pelo projeto à rede (EG_y , em MWh) pelo fator de emissão da linha de base (EF_y , em tCO_2e/MWh), como a seguir:

$$BE_y = EG_y \cdot EF_y \quad \text{Equação 5}$$

As emissões do projeto são a soma das emissões fugitivas de dióxido de carbono e metano resultantes da liberação de gases não condensáveis a partir do vapor produzido (PES_y , em tCO_2) e das emissões de dióxido de carbono resultantes da combustão de combustíveis fósseis ($PEFF_y$, em tCO_2), como a seguir:

$$PE_y = PES_y + PEFF_y \quad \text{Equação 6}$$

As principais emissões resultantes de fugas no contexto dos projetos do setor elétrico são as emissões resultantes de atividades como a construção de centrais, manuseio de combustíveis (extração, processamento e transporte). Os participantes do projeto não precisam considerar essas fontes de emissões como fugas na aplicação desta metodologia. Portanto:

$$L_y = 0 \quad \text{Equação 7}$$

D.3. Os procedimentos de controle de qualidade (CQ) e garantia de qualidade (GQ) estão sendo realizados para os dados monitorados		
Dados (Indicar a tabela e o número de identificação, p.ex. 3.1; 3.2.)	Nível de incerteza dos dados (Alto/Médio/Baixo)	Explicar os procedimentos de CQ/GQ planejados para esses dados ou porque esses procedimentos não são necessários.
1	Baixo	Os dados estão sendo monitorados pela Bioenergia e pela companhia de serviços públicos.
2	Baixo	Dados obtidos do ONS e da ANEEL e não precisam ser monitorados.
3	Baixo	Dados obtidos do ONS e da ANEEL e não precisam ser monitorados.
4	Baixo	Dados obtidos do ONS e da ANEEL e não precisam ser monitorados.
10	Baixo	Dados obtidos do ONS e da ANEEL e não precisam ser monitorados.

D.4. Descreva a estrutura operacional e de gerenciamento que o operador do projeto irá implementar para monitorar as reduções nas emissões e quaisquer efeitos de fuga, gerados pela atividade de projeto.



Como o projeto não está associado a efeitos de fuga nem a novas emissões de poluentes e como todos os outros dados pertinentes serão necessários para análise e apresentação somente na fase de validação do projeto, o único dado de saída que tem que ser monitorado durante a vigência do contrato é a eletricidade alimentada na rede pelo projeto (EG_y).

Os dados são monitorados através de uma planilha que tem que coletar por metros instalados na saída da usina e na entrada das linhas de transmissão e por recibos de vendas emitidos pela companhia de serviços públicos de energia elétrica para a usina.

D.5. Nome da pessoa/entidade que determina a metodologia de monitoramento

Companhia: Ecoinvest Carbon
Endereço: Rua Padre João Manoel, 222
Código Postal + cidade: 01411-000 São Paulo, SP
País: Brasil
Contato: A. Ricardo J. Esparta
Cargo: Diretor
Telefone: +55 (11) 3063-9068
Fax: +55 (11) 3063-9069
Email: esparta@ecoinvestcarbon.com



SEÇÃO E. Estimativa das emissões de GEEs por fontes

E.1. Estimativa das emissões de GEEs por fontes

Com base na fonte renovável de tecnologia, as emissões do projeto (PE_y) são zero. Portanto, não é necessário nenhum cálculo de estimativa das emissões de GEEs.

$$PE_y = 0 \quad \text{Equação 8}$$

E.2. Fuga estimada

As emissões indiretas podem ser consequência da construção do projeto, do transporte de materiais e combustível e de outras atividades a montante. Entretanto, nenhuma fuga líquida significativa dessas atividades foi identificada.

$$L_y = 0 \quad \text{Equação 9}$$

E.3. A soma de E.1 e E.2 representa as emissões da atividade de projeto

Como não há entradas para E.1 nem E.2, a soma em E.3 é zero.

$$PE_y + L_y = 0 \text{ tCO}_2\text{e} \quad \text{Equação 10}$$

E.4. Emissões antropogênicas estimadas por fonte de gases de efeito estufa da linha de base

De acordo com a metodologia selecionada aprovada (AM-0015), o fator de emissão da linha de base é definido como (EF_y) e é calculado como sendo uma margem combinada (CM), que consiste na combinação dos fatores da margem de operação (OM) e da margem de construção (BM). Para fins de determinação dos fatores de emissão da margem de construção e da margem de operação, um sistema elétrico de projeto é definido como sendo a extensão espacial das centrais que podem ser despachadas sem restrições significativas na transmissão. De modo semelhante, um sistema elétrico interligado é definido como sendo um sistema elétrico que é interligado por linhas de transmissão ao sistema elétrico do projeto, no qual as centrais podem ser despachadas sem restrições significativas na transmissão.

O sistema elétrico brasileiro divide-se geograficamente em 5 macrorregiões: Sul (S), Sudeste (SE), Centro-Oeste (CO), Norte (N) e Nordeste (NE). Com relação ao sistema elétrico, as cinco macrorregiões do país são supridas por três sistemas elétricos distintos. O maior sistema de transmissão de eletricidade interligado, que inclui as regiões Sudeste, Sul e Centro-Oeste, é responsável por mais de 70% do total da capacidade instalada no Brasil. Inclui a central hidrelétrica de Itaipu e as duas únicas centrais nucleares atualmente em operação no Brasil: Angra I (657 MW) e Angra II (1.309 MW). O segundo sistema interligado nacional conecta as regiões Norte e Nordeste, sendo responsável por mais de 25% do total da capacidade instalada brasileira. Finalmente, o terceiro sistema inclui redes pequenas independentes, isoladas em termos de eletricidade, normalmente na região Norte. Esses sistemas isolados eram responsáveis por menos de 5%, e têm como base principalmente centrais termelétricas (SIESE, 2002).



O projeto Bioenergia fica no Estado de São Paulo e está integrado ao sistema elétrico interligado Sul/Sudeste/Centro-Oeste (S-SE-CO).

Conforme a AM-0015, um fator de emissão da linha de base (EF_y) é calculado como sendo uma margem combinada (CM), que consiste na combinação dos fatores da margem de operação (OM) e da margem de construção (BM), de acordo com os seguintes três passos:

- **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 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/inflexíveis¹⁰ constituírem menos de 50% da geração total da rede: 1) na média dos 5 últimos anos ou 2) com base nos valores normais de longo prazo para produção de energia hidrelétrica. A Tabela 6 mostra a participação da energia hidrelétrica em relação à produção elétrica total para o sistema brasileiro interligado s/se/co. Porém, os resultados indicam que a margem de operação simples não se aplica ao projeto Bioenergia.

A quarta alternativa, margem de operação média, é uma simplificação excessiva e, devido à alta participação de um recurso de baixo custo de operação/inflexível (hídrico), não reflete, de forma alguma, o impacto da atividade de projeto na margem de operação. Portanto, a margem de operação simples ajustada será usada aqui.

O fator de emissão da margem de operação simples ajustada ($EF_{OM,adjusted,y}$ em tCO_2/MWh) é uma variação da margem de operação simples, em que as fontes de energia (inclusive importações) são separadas entre fontes de energia de baixo custo/inflexíveis (k) e outras fontes de energia (j):

$$EF_{OM, simple- adjusted, y} = (1 - \lambda_y) \frac{\sum_{i,j} F_{i,j,y} \cdot COEF_{i,j}}{\sum_j GEN_{j,y}} + \lambda_y \cdot \frac{\sum_{i,k} F_{i,k,y} \cdot COEF_{i,k}}{\sum_k GEN_{k,y}} \quad \text{Equação 11}$$

Onde:

- λ_y é a proporção de horas no ano y (em %) para a qual as fontes de baixo custo/inflexíveis estão na margem,
- $\sum_{i,j} F_{i,j,y}$ 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 ,
- $COEF_{i,j}$ 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

¹⁰ Custos baixos de operação e recursos inflexíveis normalmente incluem geração solar e nuclear, hídrica, geotérmica, eólica, de biomassa de baixo custo (AM-0015).



- $\sum_j GEN_{j,y}$ 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 *Operador Nacional do Sistema Elétrico* (ONS) na forma de relatórios diários consolidados (ONS-ADO, 2004). Foram considerados os dados de 120 centrais, abrangendo uma capacidade instalada de 63,6 GW e geração de eletricidade de cerca de 828 TWh durante o período de três anos. Com os números do ONS, a Equação 5 é calculada, como descrito a seguir:

$$EF_{OM,y} = \frac{\sum_{i,j} F_{i,j,y} \cdot COEF_{i,j}}{\sum_j GEN_{j,y}} \quad \text{Equação 12}$$

Onde:

- $EF_{OM,y}$ é o fator de emissão da margem de operação simples (em tCO₂/MWh) ou o fator de emissão para recursos de baixo custo/inflexíveis por fontes relevantes de energia j em ano(s) y .

Os recursos de baixo custo/inflexíveis no sistema nacional interligado S-SE-CO são centrais termoeletricas 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: $EF_{OM,y} = 0$.

$$EF_{OM-non,y} = \frac{\sum_{i,k} F_{i,k,y} \cdot COEF_{i,k}}{\sum_k GEN_{j,k}} \quad \text{Equação 13}$$

Onde:

- $EF_{OM-non,y}$ é o fator de emissão para recursos não de baixo custo/inflexíveis (em tCO₂/MWh) por fontes de energia relevantes k em ano(s) y .

Os recursos não de baixo custo/inflexíveis no sistema interligado brasileiro S-SE-CO são usinas 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:

O produto $\sum_{i,k} F_{i,k,y} \cdot COEF_{i,k}$ para cada uma das centrais foi obtido a partir das seguintes fórmulas:

$$F_{i,k,y} = \frac{GEN_{i,k,y} \cdot 3,6 \times 10^{-6}}{\eta_{i,k,y} \cdot NCV_i} \quad \text{Equação 14}$$

$$COEF_{i,k} = NCV_i \cdot EF_{CO2,i} \cdot 44/12 \cdot OXID_i \quad \text{Equação 15}$$

$$\text{Assim: } F_{i,k,y} \cdot COEF_{i,k} = \frac{GEN_{i,k,y} \cdot EF_{CO2,i} \cdot OXID_i \cdot 44/12 \cdot 3,6 \times 10^{-6}}{\eta_{i,k,y}} \quad \text{Equação 16}$$

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 central 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 de Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories [Diretrizes Revisadas de 1996 para Inventários Nacionais de Gases de Efeito Estufa]), em tC/T.
- $OXID_i$ é o fator de oxidação para o combustível i , obtido de Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories [Diretrizes Revisadas de 1996 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 central k , operando com combustível i , no ano y , obtida de Bosi et al. (2002).
- NCV_i é o poder calorífico líquido 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.

Os λ_y fatores são calculados como indicado na metodologia ACM0015, com dados obtidos do banco de dados do ONS. Figura 18, Figura 19 e Figure 20 apresentam as curvas de duração da carga e λ_y os cálculos para os anos 2002, 2003 e 2004, respectivamente.

Os resultados dos anos 2002, 2003 e 2004 são apresentados na Tabela 7.

Tabela 7 – Proporção de horas no ano a (em %) para a qual as fontes de baixo custo/inflexíveis estão na margem no sistema s/se/co para o período de 2002 a 2004 (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 [%]
2002	0,850	0,5053
2003	0,938	0,5312
2004	0,873	0,5041

Com os números do ONS, o primeiro passo foi calcular os fatores lambda e os fatores de emissão para a margem de operação simples. Os valores obtidos podem ser vistos na Tabela 8, Figura 18, Figura 19 e Figure 20.

Finalmente, aplicando os números obtidos para calcular $EF_{OM,simples-ajustada,2002-2004}$ como a média ponderada de $EF_{OM,simples-ajustada,2002}$, $EF_{OM,simples-ajustada,2003}$ e $EF_{OM,simples-ajustada,2004}$ e λ_y à Equação 1:

$$\bullet \quad EF_{OM,simples-ajustada,2002-2004} = 0,4310 \text{ tCO}_2\text{e/MWh.}$$



- **PASSO 2** – Calcular o fator de emissão da margem de construção ($EF_{BM,y}$) como o fator de emissão da média ponderada da geração (tCO_2e/MWh) de uma amostra de centrais m , como a seguir:

$$EF_{BM,y} = \frac{\sum_{i,m} F_{i,m,y} \cdot COEF_{i,m}}{\sum_m GEN_{m,y}} \quad \text{Equação 11}$$

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 (AM0015, 2004) 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 a opção dentre essas duas na qual o grupo de amostra abrange a maior geração anual.

Aplicando os dados do Operador Nacional do Sistema Elétrico à Equação 2:

$$\bullet \quad EF_{BM,2004} = 0,1256 \, tCO_2e/MWh.$$

- **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 ($EF_{BM,y}$):

$$EF_y = w_{OM} \cdot EF_{OM,y} + w_{BM} \cdot EF_{BM,y} \quad \text{Equação 12}$$

Onde os pesos w_{OM} e w_{BM} , por padrão, são 50% (ou seja, $w_{OM} = w_{BM} = 0,5$). Com esses números:

$$EF_y = 0,5 \times 0,4310 + 0,5 \times 0,1256$$

$$\bullet \quad EF_y = 0,2783 \, tCO_2e/MWh.$$

E.6. Tabela com os valores obtidos com a aplicação das fórmulas acima



Anos	Estimativa de redução de emissões da atividade de projeto (tons de CO ₂ e)	Estimativa de redução da linha de base (tons de CO ₂ e)	Estimativa de vazamentos (tons de CO ₂ e)	Estimativa de redução de emissões (tons de CO ₂ e)
Ano 1 2002*	-	14.471	0	14.471
Ano 2 2003	-	18.895	0	18.895
Ano 3 2004	-	20.370	0	20.370
Ano 4 2005	-	21.913	0	21.913
Ano 5 2006	-	21.913	0	21.913
Ano 6 2007	-	21.913	0	21.913
Ano 7 2008	-	21.913	0	21.913
Ano 8 2009**	-	10.266	0	10.266
Total (tons de CO ₂ e)	-	151.655	-	151.655
* Desde 21 de Junho de 2002				
** Até 20 de Junho de 2003				

Tabela 9 – Reduções estimadas nas emissões de co-geração da Bioenergia



SEÇÃO F. Impactos ambientais

F.1. Documentação da análise dos impactos ambientais, inclusive impactos além do limite

A crescente preocupação global com o uso sustentável de recursos está levando a uma necessidade de práticas mais sensíveis de gerenciamento ambiental. Cada vez mais, isso está se refletindo em legislação e política governamental. No Brasil, a situação não é diferente. As políticas de licenciamento e as regras ambientais são muito exigentes, de acordo com as melhores práticas internacionais.

No Brasil, o patrocinador de um projeto que envolve construção, instalação, expansão ou operação, mesmo sem qualquer impacto ambiental significativo, precisa obter novas licenças (consulte a Resolução 42 de 29 de dezembro de 1994 do CONSEMA da Secretaria do Meio Ambiente do Estado de São Paulo). As licenças exigidas pelas normas ambientais brasileiras se baseiam na Resolução CONAMA nº 237/97, que é uma legislação federal, mas também se aplica ao nível estadual. As licenças básicas são:

- 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 LO).

Como o projeto Co-geração de Bioenergia é a expansão de uma usina com base em eficiência energética, é possível usar o procedimento rápido (“fast-track”) para obtenção das licenças (“Relatório Ambiental Preliminar,” RAP). O processo foi concluído e um relatório contendo uma investigação dos seguintes aspectos foi produzido:

- Utilização de recursos
- Legislação a ser observada
- Impactos no clima e na qualidade do ar
- Impactos geológicos e no solo
- Impactos hidrológicos (água subterrânea e de superfície)
- Impactos na flora e na vida animal
- Sócio-econômicos (infra-estrutura necessária, legal e institucional, etc.)
- Comentários das partes interessadas locais
- Medidas mitigadoras
- Plano de monitoramento

O projeto também atende à legislação ambiental subordinada, como a Resolução CONAMA nº 1, que se refere aos níveis de ruído, a Resolução CONAMA nº 3, que se refere à qualidade do ar e a Resolução CONAMA nº 20, que se refere à água residual e à qualidade da água. O Projeto de Bioenergia possui a autorização emitida pela ANEEL para operar como um produtor de energia independente (Resolução ANEEL nº 403 de 1º de outubro de 2001).

Ele também está de acordo com a legislação ambiental municipal, estadual e federal.

Considerando a legislação municipal (Sertãozinho), o projeto está de acordo com toda a respectiva legislação. Além disso, ele atende à legislação de ocupação de terras, sujeita à Lei no. 3.426 de 10 de novembro de 1999.

No que se refere à legislação estadual (São Paulo), o projeto está igualmente aprovado, inclusive os correspondentes a emissões e tratamento de água, ar e solo. A usina possui a Licença de Construção – nº 00229 (Figura 21) emitida pela CETESB (www.cetesb.sp.gov.br), a agência ambiental do estado de São Paulo.



A contribuição para as reduções de emissões é uma meta importante para o Grupo Balbo, pois ele está comprometido com o meio ambiente e com a sustentabilidade social e ambiental. Essa política se confirma pelo atendimento pelo Grupo Balbo a diversas exigências públicas, como:

- Certificação “Embalagem Papel Cartão – Aprovado Pela Natureza”. Tem como objetivo identificar e certificar produtos embalados em papel cartão, por empresas com responsabilidade ambiental.



BRACELPA - Associação Brasileira de Celulose e Papel.

Campanha Papel Cartão

- Empresas que proíbem o trabalho noturno, perigoso e prejudicial à saúde para menores de 18 anos e qualquer tipo de trabalho para menores de 16 anos, exceto para aprendizes acima de 14 anos de idade. A empresa desenvolve programas para auxiliar crianças e adolescentes.



Fundação ABRINQ pelos direitos da criança

- O sistema de poluição industrial é auditado semestralmente, com o objetivo de certificar o sistema de qualidade da central para atender às normas internacionais de qualidade propostas pela ISO-9001.



BVQI (Bureau Veritas Quality International)

INMETRO (Instituto Nacional de Metrologia)

- O processo industrial atende às normas judaicas (Kosher).



KOSHER PARVE

Rabbi M. A. Iliovits – Autoridade Kashrus Brasileira

- O sistema agroindustrial é auditado anualmente, com o objetivo de certificar que o processo é isento de produtos químicos sintéticos do plantio até a embalagem. Ele também avalia os impactos sociais e ambientais da atividade sobre a comunidade local (IFOAM).



IBD – Instituto BioDinâmico – Brasil

IFOAM - International Federation of Organic Agriculture Movements [Federação Internacional de Movimentos de Agricultura Orgânica]

- O sistema agroindustrial é auditado anualmente, com o objetivo de certificar que o processo é isento de produtos químicos sintéticos do plantio até a embalagem. Ele também avalia os impactos sociais e ambientais da atividade sobre a comunidade local (Governo do Japão).



ICS Japan, Inc. (International Certification Services, Serviços de Certificação Internacional) – Japão

JAS (Japan Agriculture Standards, Normas Agrícolas do Japão)

- O sistema agroindustrial é auditado anualmente, com o objetivo de certificar que o processo é isento de produtos químicos sintéticos do plantio até a embalagem. Ele também avalia os impactos sociais e ambientais da atividade sobre a comunidade local (Comunidade Econômica Européia).



ECOCERT International França/Alemanha

CEE (Comunidade Econômica Européia)

- O sistema agroindustrial é auditado anualmente, com o objetivo de certificar que o processo é isento de produtos químicos sintéticos do plantio até a embalagem. Ele também avalia os impactos sociais e ambientais da atividade sobre a comunidade local (IFOAM - USA).



FVO (Farm Verified Organic) Dakota do Norte – EUA

**IFOAM (International Federation of Organic Agriculture Movements
[Federação Internacional de Movimentos de Agricultura Orgânica])**

Como um processo de co-geração, o projeto possui vantagens quando comparado a processos térmicos convencionais. Além de ser uma fonte de energia renovável, com unidades, plantação e procedimentos existentes, outro impacto positivo pode ser abordado para a coleta e a utilização de água. O consumo de água é menor, embora ainda necessário para resfriamento do sistema. A temperatura da água residual seria aumentada em cerca de 7°C, o que fica abaixo do limite máximo permitido pela legislação, mas a Bioenergia decidiu criar um sistema de resfriamento evaporativo que irá não apenas reduzir a temperatura, mas também permitir a utilização dessa mesma água novamente no processo, reduzindo drasticamente (99%) o volume de coleta de água necessário em todo o sistema.

Um dos maiores impactos das usinas térmicas é a emissão de partículas. Uma ação de mitigação a ser realizada pelo projeto é o controle e a regulagem da caldeira, para maximizar a queima do bagaço e instalar equipamentos de controle da poluição, minimizando a emissão de tais materiais. Após o processo cuidadoso para remoção das partículas dos gases de emissão (com base na legislação existente e na mais alta qualidade industrial do grupo), a emissão restante não afetará a população local. Além disso, as novas caldeiras são 10% mais eficientes que as unidades existentes, que serão substituídas, resultando em um processo de queima mais eficiente e reduzindo a emissão, mesmo não considerando os procedimentos de remoção de partículas.

O projeto tomará ações para reduzir o risco de contaminação do solo devido a um descarte não adequado de resíduos sólidos.

No que se refere ao impacto do ruído, embora o projeto esteja localizado na área rural, ele seguirá a legislação existente para limitar e controlar o efeito do ruído a 95 dBA em uma distância de 2 metros.

O Grupo Balbo também apóia um programa de reflorestamento com espécies nativas, não apenas em áreas desflorestadas, mas também na forma de mudas para distribuição para a comunidade local (90.000 mudas por ano).

Uma das aplicações mais importantes do know-how do processo do grupo é a colheita mecânica da “cana-de-açúcar in natura” (que significa o processo de colheita sem queimar o campo antes) iniciada em 1987. Esse trabalho resultou na construção de um caminho específico para colher a “cana-de-açúcar in natura”, em cooperação com o fabricante, junto com a especificação do processo de cultura como um



todo para suportar tal inovação. A colheita da “cana-de-açúcar in natura” possui um impacto ambiental muito melhor, evitando a poluição do ar, a degradação do solo e atingindo uma melhor produção energética final.

Esse novo sistema de produção, a eliminação das queimadas, a colheita mecânica, o controle biológico de pragas, a otimização do uso de resíduos orgânicos em processos industriais como fonte de nutrientes e também a utilização do fertilizante orgânico tornaram a empresa elegível para obter a certificação de produtor orgânico de cana-de-açúcar em larga escala. É o principal projeto de agricultura orgânica no mundo.

Como resultado desse trabalho inovador, o São Francisco foi o primeiro moinho no Brasil a obter uma certificação internacional fornecida pela Farm Verified Organic (FVO/IFOAM), EUA, pela EcoCert International, França e Alemanha, e pela ICS Japan.

Além da ação no lado ambiental, o Grupo Balbo também participa ativamente de ações para promover a assistência social. Em 1980, o Grupo Balbo formou uma equipe multidisciplinar para avaliar as condições de vida e a saúde de seus funcionários e familiares, em um programa denominado “Médico-Social”. Tanto a USA quanto a UFRA possuem atualmente 2.800 funcionários e 9.800 pessoas, incluindo suas famílias. Aproximadamente 11.250 pessoas moram nas casas emprestadas gratuitamente pela empresa, com acesso a educação, lazer e assistência médica. Em 1987, como reconhecimento do programa oferecido pela empresa, o Grupo Balbo recebeu o “Prêmio Eco” de Contribuição Empresarial à Comunidade, oferecido pela seção brasileira da Câmara Americana de Comércio.

A sustentabilidade ambiental e social da Bioenergia é consistente com outras atividades e programas patrocinados pelo Grupo Balbo, que trabalha com proteção ambiental desde 1981, como:

- produção de “cana-de-açúcar verde”;
- produção de açúcar orgânico;
- produção de café e suco de laranja orgânico;
- produção de plástico biodegradável;
- controle biológico de pragas (redução de pesticidas químicos sintéticos).

F.2. Se os impactos ambientais forem considerados significativos pelos participantes do projeto ou pela parte anfitriã, forneça as conclusões e todas as referências para a documentação de suporte de uma avaliação de impacto ambiental realizada de acordo com os procedimentos exigidos pela parte anfitriã

A crescente preocupação global com o uso sustentável de recursos está levando à exigência de práticas mais sensíveis de gerenciamento ambiental. Cada vez mais, isso está se refletindo em legislação e políticas governamentais. No Brasil, a situação não é diferente; as políticas de processos de licenciamento e as regras ambientais são muito exigentes, de acordo com as melhores práticas internacionais.

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. Em resumo, o impacto ambiental da atividade do projeto não é considerado significativo e nenhuma avaliação completa de impacto ambiental foi exigida.



SEÇÃO G. Comentários das partes interessadas

G.1. Breve descrição de como os comentários das partes interessadas locais foram solicitados e compilados

A Autoridade Nacional Designada Brasileira, “Comissão Interministerial de Mudanças Globais de Clima”, solicita comentários das partes interessadas locais envolvidas e o relatório de validação emitido por uma EOD autorizada de acordo com a resolução nº 1 de 11 de setembro de 2003 para fornecer a carta de aprovação.

O proponente do projeto enviou essas cartas às partes interessadas para solicitar seus comentários enquanto o DCP do projeto foi aberto para comentários no estágio de validação no website da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança de Clima, “unfccc.int”, pois qualquer pessoa pode ter acesso ao documento mencionado a partir de uma fonte legítima.

Foram enviados comentários às seguintes partes interessadas:

- Governos municipais e Câmaras de Vereadores;
- Agências ambientais do estado e do município;
- Departamento de Meio Ambiente.
- Fórum Brasileiro de ONGs e Movimentos Sociais para Meio Ambiente e Desenvolvimento;
- Associações comunitárias
- Procurador Público do Estado de São Paulo
- Associações comunitárias;

Foram enviadas cartas-convite para os agentes acima mencionados em maio de 2005 (as cópias das cartas e a confirmação do correio da comunicação de recebimento estão disponíveis mediante solicitação) e nenhum comentário foi recebido. O DCP do projeto foi aberto para comentários no estágio de validação no website da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança de Clima (<http://cdm.unfccc.int/>), pois qualquer pessoa pode ter acesso ao documento mencionado a partir de uma fonte legítima.

Além disso, este projeto foi apoiado pelo UNDP¹¹, pela UNCTAD¹² e pela UNIDO¹³, no Projeto GLO/99/H06, “Engajamento do Setor Privado nas Atividades do MDL” e, devido a isso, houve uma ampla política para divulgar as informações do projeto: 1) seminários (cidade de Campinas, Estado de São Paulo, em 19 a 21 de março de 2003) para informar sobre o projeto e as atividades a serem realizadas; 2) divulgação de informações e da documentação do projeto para solicitar comentários e sugestões de todas as possíveis partes interessadas. Além disso, os sites do UNDP, da UNCTAD e da UNIDO e também os da Bioenergia e da Climate Change Network (CCN) continham todas as informações e documentos do projeto, fornecendo o acesso a essas informações às partes interessadas.

De acordo com a lei estabelecida pela CETESB (a agência ambiental), a Bioenergia publicou uma convocação pública em um jornal local informando a emissão da Licença de Instalação, LI (Figura 21).

¹¹ United Nations Development Programme [Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento]

¹² United Nations Conference on Trade and Development [Conferência das Nações Unidas sobre Comércio e Desenvolvimento]

¹³ United Nations Industrial Development Organization [Organização das Nações Unidas para o Desenvolvimento Industrial]



G.2. Resumo dos comentários recebidos

A AND brasileira para o MDL solicita que as atividades de projeto sejam abertas para comentários antes da validação. Assim, além do processo de comentário público internacional da UNFCCC, cartas-convite foram enviadas para os agentes acima mencionados em maio de 2005 (as cópias das cartas e a confirmação do correio da comunicação de recebimento estão disponíveis mediante solicitação) e nenhum comentário foi recebido.

Nenhum comentário foi recebido durante o processo de licenciamento.

G.3. Relatório sobre como quaisquer comentários recebidos foram devidamente considerados

A AND brasileira solicita, além do processo de comentário público internacional da UNFCCC, que os participantes do projeto solicitem comentários dos agentes específicos mencionados acima. As cartas foram enviadas em maio de 2005 (as cópias das cartas e a confirmação do correio da comunicação de recebimento estão disponíveis mediante solicitação). Nenhum comentário foi recebido.



SEÇÃO H. Anexos

Anexo 1. Informações de contato dos participantes na atividade de projeto

Patrocinador do projeto (Vendedor de RCE): Grupo Balbo

Organização:	Bioenergia Cogeneradora
Rua / Caixa Postal:	Fazenda Santo Antonio, s/n, 536
Cidade:	Sertãozinho
Estado/Região:	São Paulo
CEP:	14.177-970
País:	BRASIL
Telefone:	+55 (16) 3946-4003
FAX:	+55 (16) 3946-4053
URL:	www.nativealimentos.com.br
Cargo:	Diretor
Tratamento:	Sr.
Sobrenome:	Balbo
Nome:	Clésio
Departamento:	Financeiro
Email pessoal:	clesio@canaverde.com.br

Anexo 2. Informações relativas a financiamento público

Não se aplica



Anexo 3. Informações da linha de base

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). Isto se deve principalmente à evolução histórica do sistema físico, que foi naturalmente desenvolvido próximo dos maiores centros de consumo do país.

A evolução natural de ambos os sistemas mostra cada vez mais que deve haver uma integração no futuro. Em 1998, o governo brasileiro anunciava o primeiro trecho da linha de interconexão entre S-SE-CO e N-NE. Com investimentos da ordem de US\$ 700 milhões, a interligação tinha como principal finalidade, do ponto de vista do governo, pelo menos, ajudar a solucionar desequilíbrios energéticos no país: a região s/se/co poderia alimentar a região n/ne, caso 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):

“... em que o Sistema Elétrico Brasileiro é dividido em três subsistemas distintos:

O sistema interligado sul/sudeste/centro-oeste;

O sistema interligado norte/nordeste; e

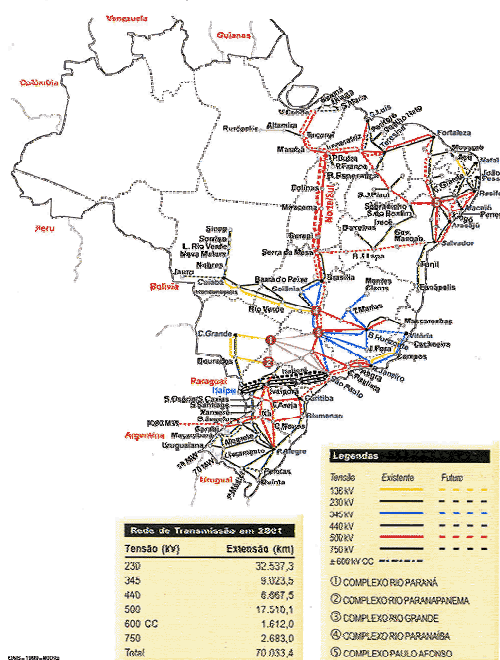
Os sistemas isolados (que representam 300 localidades eletricamente isoladas dos sistemas interligados)”

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



Sistema Brasileiro Interligado (Fonte: ONS)

Por fim, deve-se levar em conta que, embora os sistemas estejam interligados atualmente, o fluxo de energia entre N-NE e S-SE-CO é bastante limitado pela capacidade das linhas de transmissão. Portanto, apenas uma fração da energia total gerada em ambos os subsistemas é enviada em uma direção ou em outra. É natural que esta fração possa mudar sua direção e magnitude (até a capacidade da linha de transmissão), dependendo dos padrões hidrológicos, do clima e de outros fatores fora de controle. Mas não deverá representar uma quantidade significativa de cada demanda de eletricidade do 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.

Hoje em dia, o sistema elétrico brasileiro compreende cerca de 91,3 GW de capacidade instalada, com um total de 1.420 empreendimentos de geração de eletricidade. Destes, cerca de 70% são de energia hidrelétrica, cerca de 10% são usinas movidas a queima de gás natural, 5,3% são usinas a diesel e óleo combustível, 3,1% são fontes de biomassa (bagaço de cana-de-açúcar, licor negro, madeira, palha de arroz e biogás), 2% são usinas nucleares, 1,4% são usinas a carvão mineral, e há ainda 8,1 GW de capacidade instalada em países vizinhos (Argentina, Uruguai, Venezuela e Paraguai), os quais 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 AM0015 requer que os proponentes de projeto respondam por "todas as fontes de geração que servem o sistema". Desta forma, ao aplicar a metodologia, os proponentes



de projeto no Brasil deverão buscar por, e pesquisar, todas as centrais que servem o sistema brasileiro.

De fato, no Brasil não há informações disponíveis ao público sobre tais fontes geradoras. O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), argumenta que as informações sobre despacho são estratégicas para os agentes do setor elétrico e, portanto, não podem ser disponibilizadas. Por outro lado, a ANEEL - agência de eletricidade - fornece informações sobre a capacidade elétrica e outras questões legais relativas ao setor elétrico, porém, não poderão ser obtidas quaisquer informações sobre despacho através desta entidade.

Neste sentido, os proponentes de projeto buscaram uma solução plausível, de forma a poderem calcular o fator de emissão no Brasil da forma mais precisa. Considerando que, afinal, dados de despacho são necessários, o ONS foi contatado, para que os participantes saibam até que nível de informação detalhada poderia ser fornecida. Após diversos meses de conversas, as informações de despacho diário das centrais foram disponibilizadas quanto aos anos 2002, 2003 e 2004.

Os proponentes de projeto, abordando a viabilidade no uso de tais dados, concluíram que eram as informações mais adequadas a serem consideradas ao determinar o 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](http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Resumo_Gr%C3%A1ficos_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 elétricas no sistema. Portanto, muito embora o cálculo do fator de emissão seja efetuado sem considerar todas as fontes geradores que atendem ao sistema, cerca de 76,5% da capacidade instalada que serve o Brasil são levadas em conta, o que é um valor justo, se olharmos para a dificuldade em obter informações sobre despacho no Brasil. Além disso, os 23,6% restantes são centrais que não têm o seu despacho coordenado pelo ONS, pois: ou operam com base em contratos de compra de energia, 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. Dessa forma, provavelmente esta parcela não será afetada pelos projetos de MDL, e este é um outro motivo para não levá-los em conta ao determinar o fator de emissão.

Em uma tentativa para incluir todas as fontes geradoras, desenvolvedores de projeto consideraram a opção de pesquisar dados disponíveis porém não oficiais para suprir a lacuna existente. A solução encontrada foi o banco de dados da Agência Internacional de Energia, desenvolvido durante a realização do estudo de Bosi et al. (2002). Ao fundir dados do ONS com dados da AIE em uma planilha eletrônica, os proponentes de projeto têm conseguido considerar todas as fontes geradoras interligadas às redes pertinentes, visando determinar o fator de emissão. Descobriu-se que o fator de emissão calculado era mais conservador, ao considerar apenas dados do ONS (Tabela 10).



Ano	EF_{OM} não de baixo custo/inflexível [tCO ₂ /MWh]		EF_{BM} [tCO ₂ /MWh]	
	A priori	A posteriori	A priori	A posteriori
2001 a 2003	0,719	0,950	0,569	0,096

Tabela Fatores

10 – de

**emissão da margem de operação e de construção a priori e a posteriori
(ONS-ADO, 2004; Bosi et al., 2002)**

Portanto, considerando todo o fundamento lógico explicado, desenvolvedores de projeto optaram pelo banco de dados, considerando apenas as informações do ONS, pois este foi capaz de enfocar devidamente a questão de determinar o fator de emissão e de o fazer da maneira mais conservadora possível.

Os dados de despacho horários agregados obtidos do ONS foram utilizados para determinar o fator lambda para cada um dos anos com dados disponíveis (2002, 2003 e 2004). A geração a um baixo custo/inflexível foi determinada como a geração total menos a geração por centrais térmicas movidas a combustível fóssil, esta determinada através de dados de despacho diários fornecidos pelo ONS. Todas essas informações têm sido fornecidas aos validadores, e amplamente discutidas com eles, de forma a esclarecer plenamente todos os pontos. As figuras abaixo mostram as curvas de duração de carga para os três anos considerados, bem como o fator lambda calculado.

Fatores de emissão para o sistema interligado Sul-Sudeste-Centro-oeste				
Linha de base (incluindo importação)	EF_{OM} [tCO ₂ /MWh]	Carga [MWh]	LCMR [GWh]	Importações [MWh]
2002	0,8504	275.402.896	258.720	1.607.395
2003	0,9378	288.493.929	274.649	459.586
2004	0,8726	297.879.874	284.748	1.468.275
Total (2001-2003) =		861.776.699	818.118	3.535.256
$EF_{OM, simples-ajustada}$ [tCO ₂ /MWh]		$EF_{BM, 2004}$	Lambda	
0,4310		0,1256	□ 2002	
Pesos alternativos		Pesos padrão	0,5053	
$W_{OM} = 0,75$		$W_{OM} = 0,5$	□ 2003	
$W_{BM} = 0,25$		$W_{BM} = 0,5$	0,5312	
EF_{CM} [tCO ₂ /MWh]		Padrão EF_{OM} [tCO ₂ /MWh]	□ 2004	
0,3547		0,2783	0,5041	

Tabela 3 – Fatores de emissão para a rede brasileira interligada sul/sudeste/centro-oeste (fator de margem de operação simples ajustada)

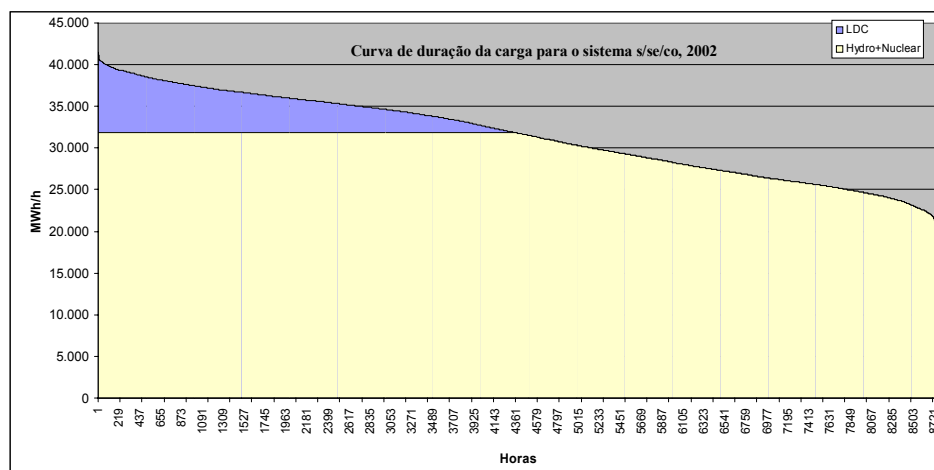


Figura 18 – Curva de duração da carga para o sistema s/se/co, 2002

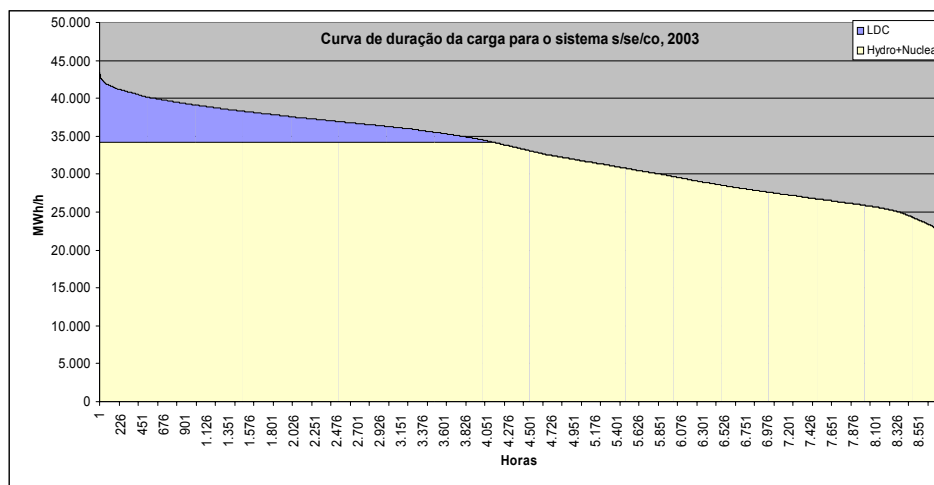


Figura 19 – Curva de duração da carga para o sistema s/se/co, 2003

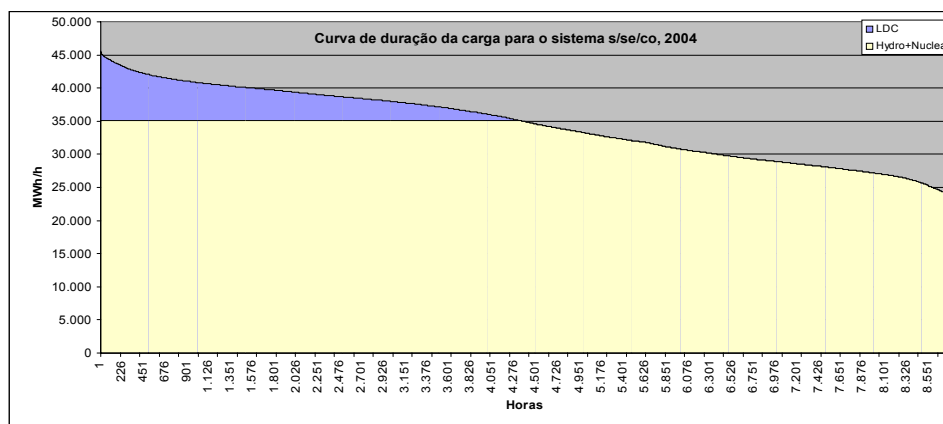


Figure 20 – Curva de duração da carga para o sistema s/se/co, 2004



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



MDL – Conselho Executivo

página 47/62

	Subsistema*	Fonte de combustível**	Planta de energia	Início da Operação [2, 4, 5]	Capacidade Instalada (MW) [1]	Eficiência da conversão de combustível(%) [2]	Fator de emissão de carbono(tC/tJ) [3]	Fração do carbono oxidado[3]	Fator de emissão (tCO2/MWh)
1	S-SE-CO	H	Jauru	Sep-2003	121,5	1	0,0	0,0%	0,000
2	S-SE-CO	H	Gaúporé	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	Itaipu 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	Canoas	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	Rosal	Jun-2002	55,0	1	0,0	0,0%	0,000
12	S-SE-CO	G	Ibitiré	May-2002	226,0	0,3	15,3	99,5%	0,670
13	S-SE-CO	H	Cana 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	Eletronvolt	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. Cavias	Jan-1999	1.240,0	1	0,0	0,0%	0,000
25	S-SE-CO	H	Canoas I	Jan-1999	82,5	1	0,0	0,0%	0,000
26	S-SE-CO	H	Canoas 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	Sobragi	Sep-1998	60,0	1	0,0	0,0%	0,000
31	S-SE-CO	H	PCH EMAE	Jan-1998	26,0	1	0,0	0,0%	0,000
32	S-SE-CO	H	PCH CEEE	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	Guilmam 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	408,0	1	0,0	0,0%	0,000
48	S-SE-CO	H	Noav 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	Taquaruçu	Jan-1989	554,0	1	0,0	0,0%	0,000
51	S-SE-CO	H	Manso	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	Itá	Jan-1987	1.450,0	1	0,0	0,0%	0,000
54	S-SE-CO	H	Rosana	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. Irmãos	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	Emborcação	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

* Subsistema: S - Sul, SE-CO - Sudeste-Centro-Oeste

** Fonte de combustível (C, bituminoso carvão; D, óleo diesel; G, gás natural; H, hidráulica; N, nuclear; O, residual fuel oil).

[1] Agência Nacional de Energia Elétrica. Banco de Informações da Geração (<http://www.aneel.gov.br>), dado coletado em novembro de 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 de Jan. 1, 2001 a Dez.31, 2003.

[5] Agência Nacional de Energia Elétrica. Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Operação. Resumo Geral dos Novos Empreendimentos de Geração (<http://www.aneel.gov.br>), dado coletado em novembro de 2004.

Tabela 11 – Banco de dados de centrais para a rede brasileira interligada sul/sudeste/centro-oeste, parte 1



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



MDL – Conselho Executivo

página 48/62

	Subsistema*	Fonte de combustível**	Planta de energia	Início da Operação [2, 4, 5]	Capacidade Instalada (MW) [1]	Eficiência da conversão de combustível(%) [2]	Fator de emissão de carbono(tC/TJ) [3]	Fração do carbono oxidado[3]	Fator de emissão (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	C	Promissão	Jan-1975	254,0	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 Carvalho	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	C	Campos (Roberto Silveira)	Jan-1968	30,0	0,24	15,3	99,5%	0,837
88	S-SE-CO	C	Santa Cruz (RJ)	Jan-1968	786,0	0,31	15,3	99,5%	0,648
89	S-SE-CO	H	Paraituna	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	Barri (Alvaro 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	Chaqueadas	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	Eulides 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	Carioba	Jan-1954	36,2	0,3	20,7	99,0%	0,902
115	S-SE-CO	O	Piratinga	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	L. 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				
* Subsistema: S - Sul, SE-CO - Sudeste -Centro-Oeste									
** Fonte de combustível (C, bituminoso carvão, D, óleo diesel; O, gás natural; H, hidráulica; N, nuclear; O, residual fuel oil).									
[1] Agência Nacional de Energia Elétrica. Banco de Informações da Geração (http://www.aneel.gov.br, dado coletado em novembro de 2004).									
[2] Bost, 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 de Jan. 1. 2001 a Dez 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, dado coletado em novembro de 2004).									

Tabela 12 – Banco de dados de centrais para a rede brasileira interligada sul/sudeste/centro-oeste, parte 2



Anexo 4 – Plano de monitoramento

De acordo com os procedimentos definidos pela metodologia de monitoramento aprovada AM0015: “Metodologia de monitoramento para reduções de emissões de projetos de co-geração de bagaço interligados em rede”

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 energia da rede.



Anexo 5 - Figuras

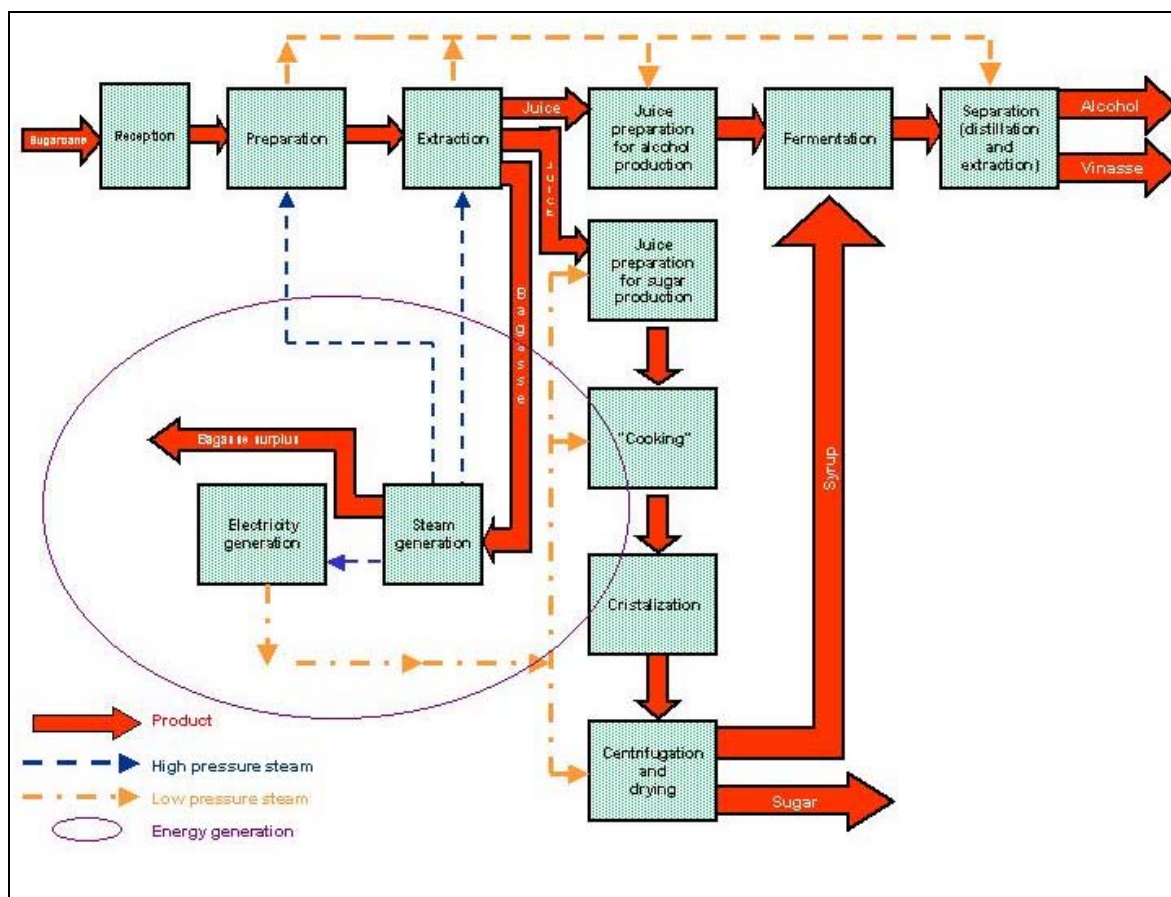


Figura 2 - Fluxograma da geração de eletricidade dentro de uma Produção de açúcar e álcool
(Fonte: Codistil)

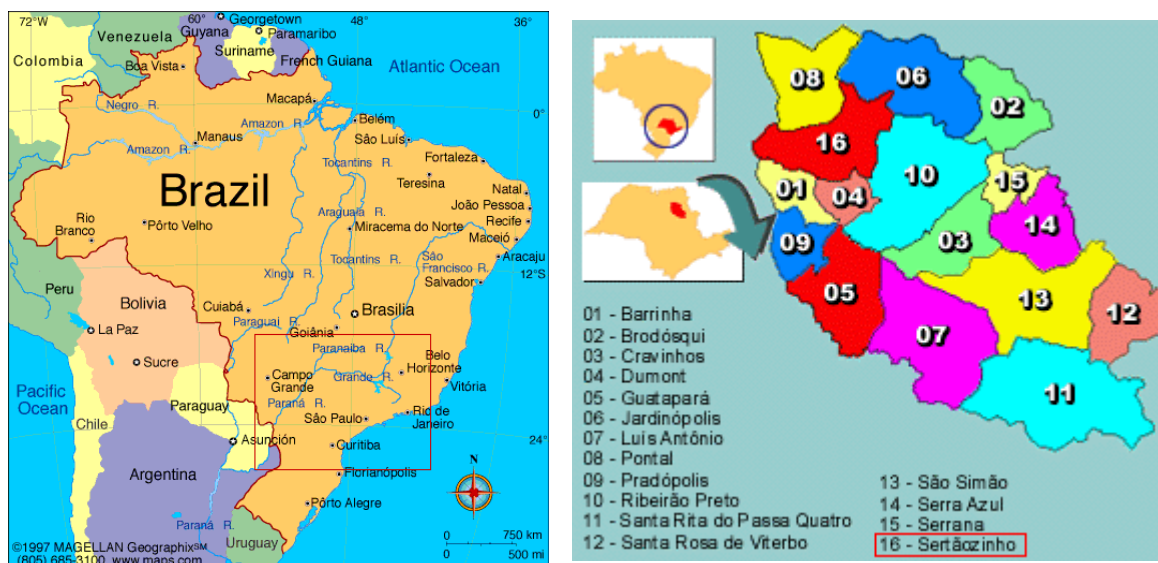


Figura 2 - Posição geográfica da cidade de Sertãozinho (Fonte www.aondefica.com)



Figura 3 - Usina Sucroalcooleira Santo Antônio - Vista aérea (Fonte: Companhia)

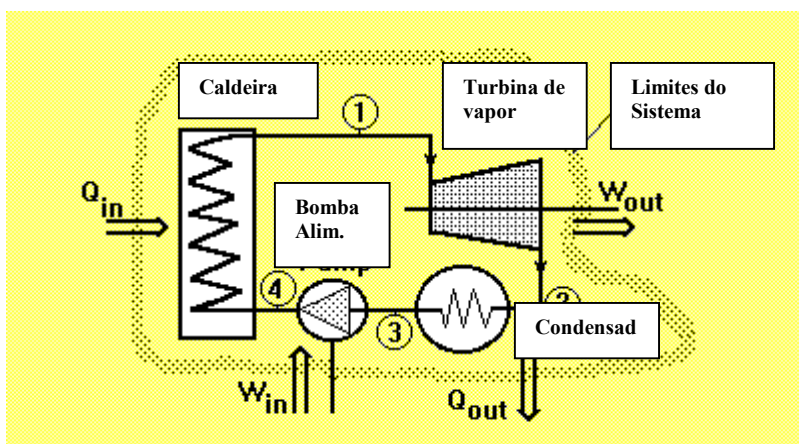


Figura 4 - Ciclo Rankine (Fonte: Taftan Data, 1998)



Figura 5 - Central da Bioenergia

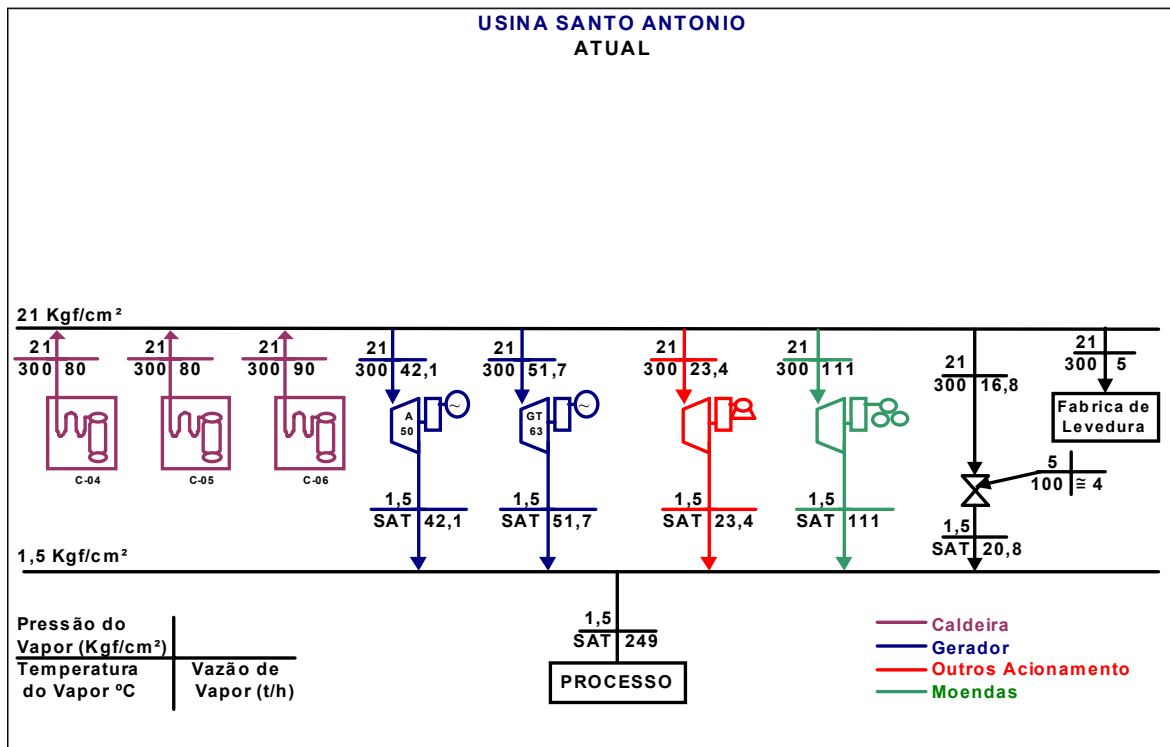


Figura 6 – Configuração antiga da UTE Santo Antônio

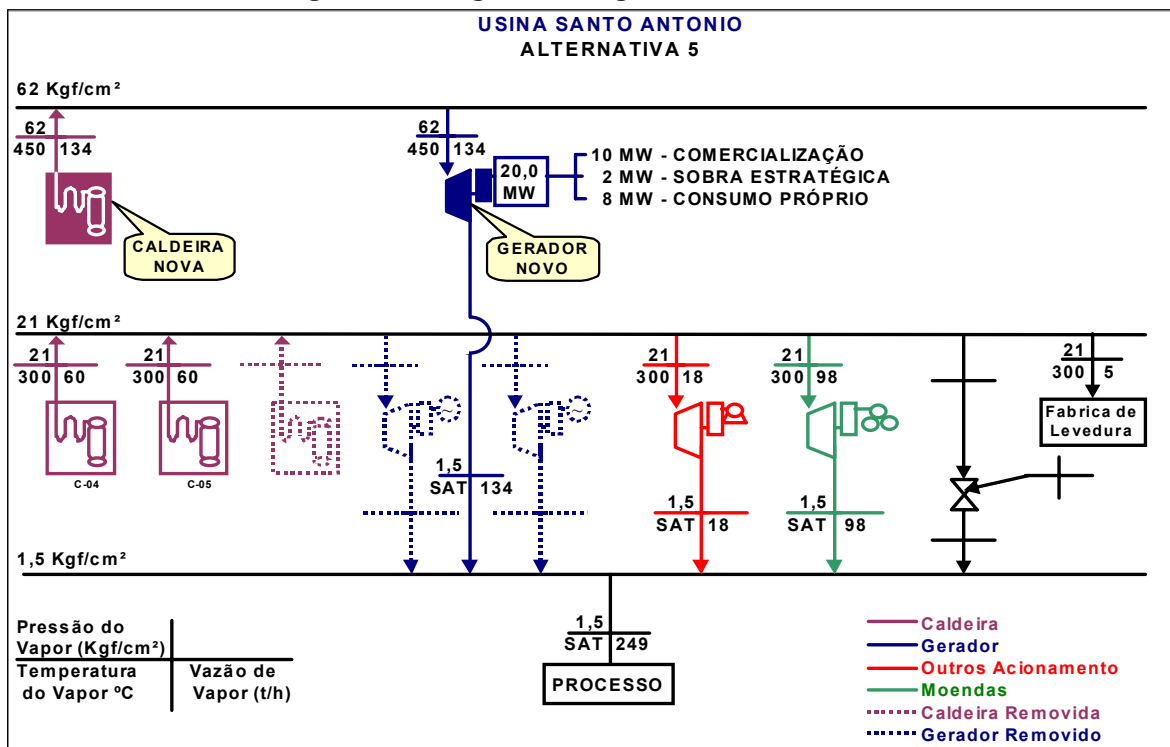


Figura 7 – Configuração atual da UTE Santo Antônio

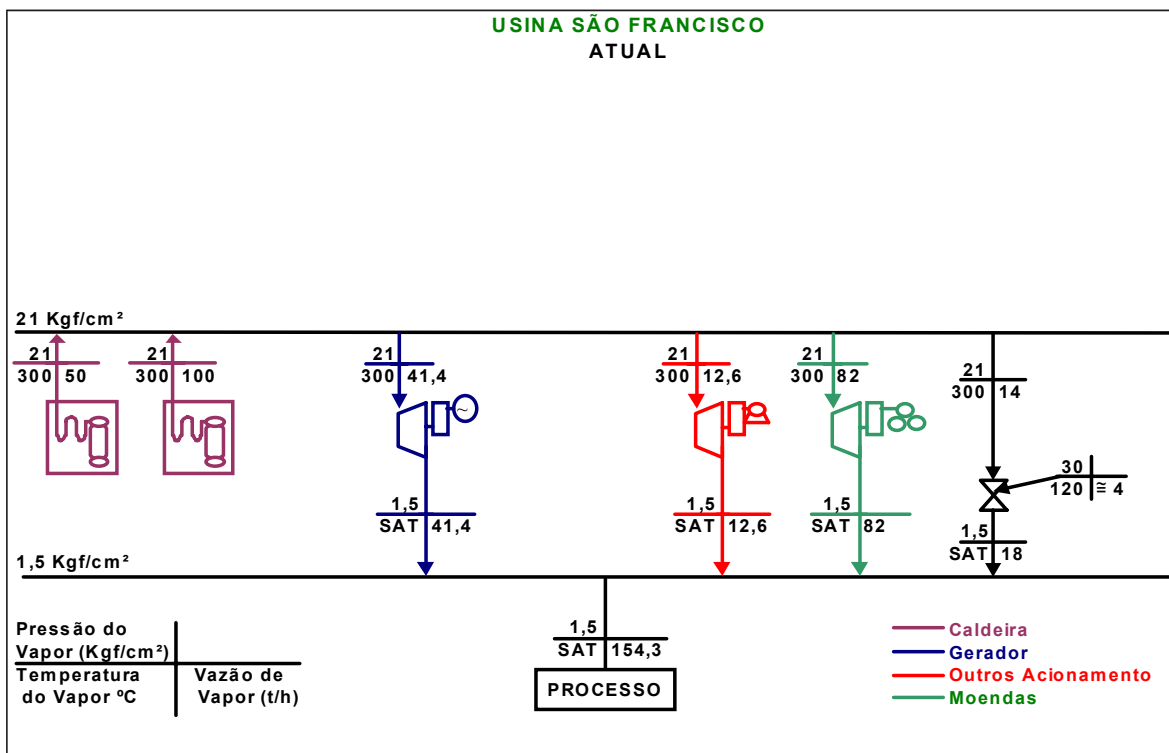


Figura 8 – Configuração antiga da UTE São Francisco

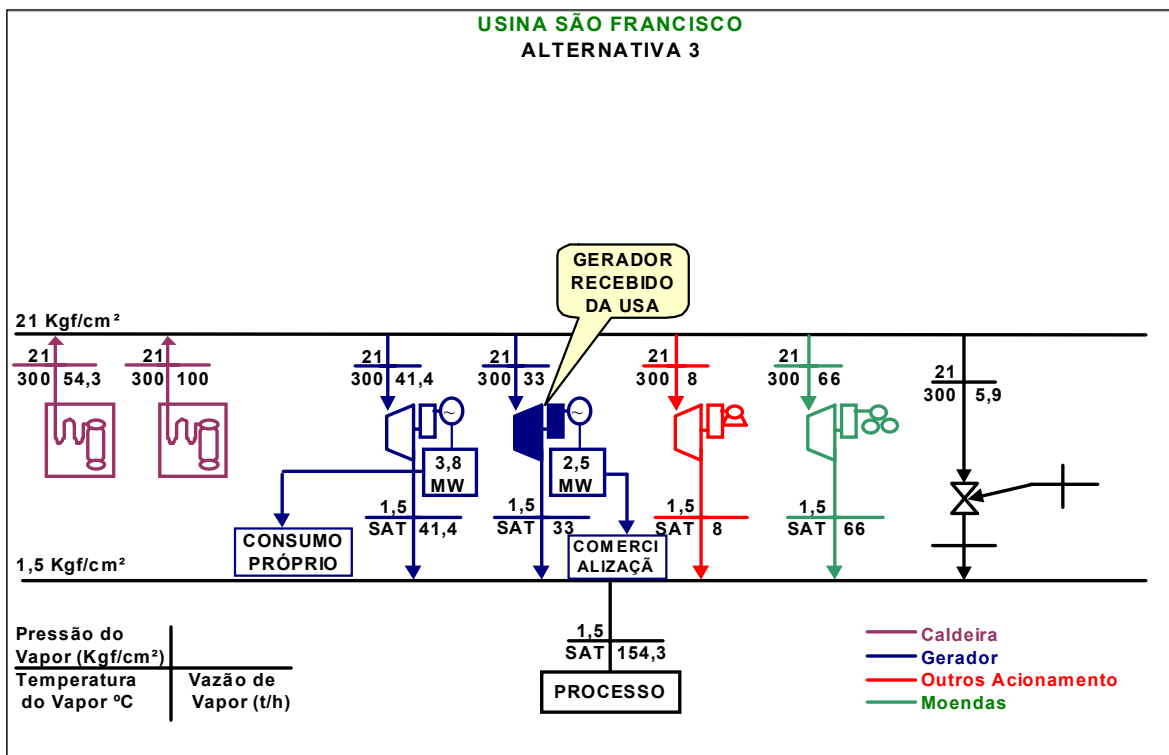


Figura 9 – Configuração atual da UTE São Francisco

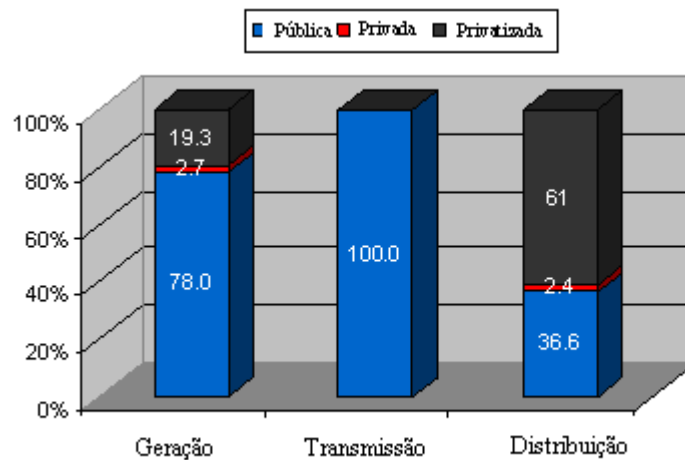


Figura 10 - Participação do capital privado no mercado de eletricidade brasileiro em dezembro de 2000
(Fonte: BNDES, 2000).

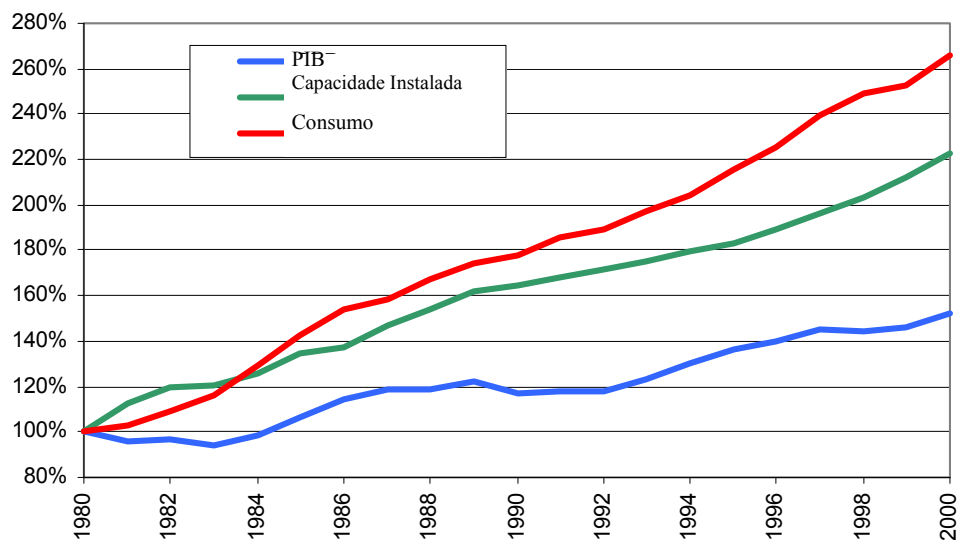


Figura 11 - Variação cumulativa do PIB, fornecimento (capacidade instalada) e demanda (consumo) de eletricidade. Fonte: Eletrobrás, IBGE.

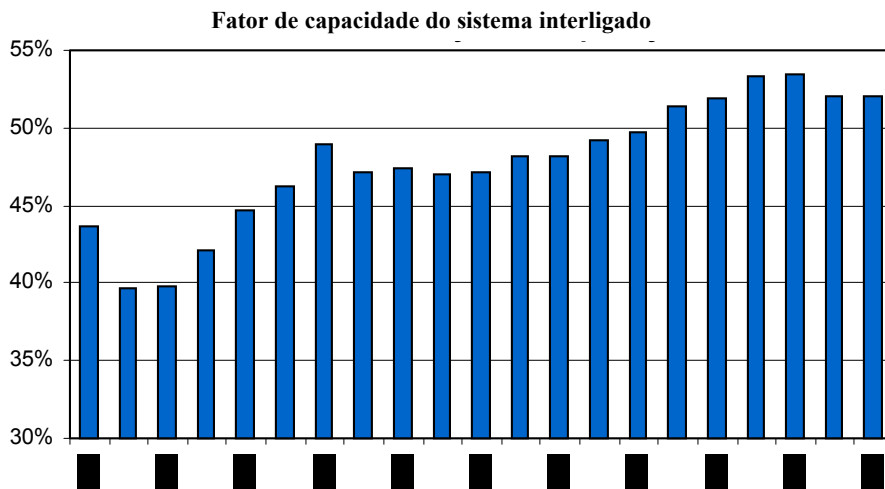


Figura 12 - Evolução da taxa da energia gerada em relação à capacidade instalada (Fonte: Eletrobrás).

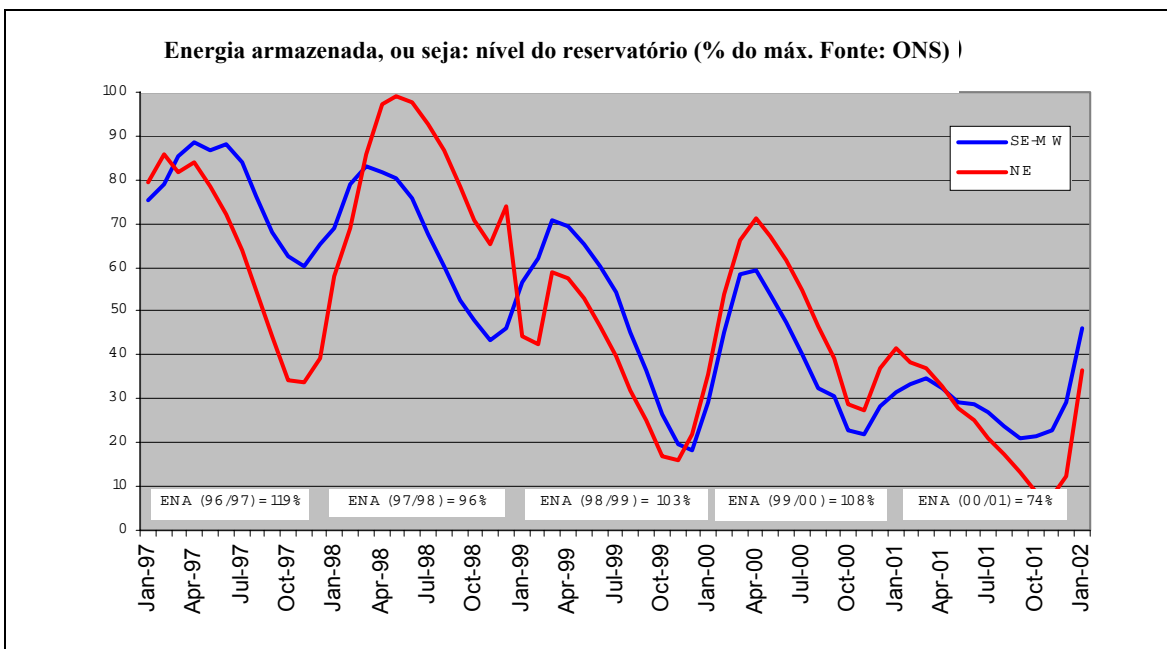


Figura 13 - Evolução da capacidade armazenada de água nos subsistemas interligados do sudeste/centro-oeste (se/co) e do nordeste (ne) e a intensidade da precipitação na estação chuvosa (ENA) na região sudeste comparada com a média histórica (Fonte: ONS).

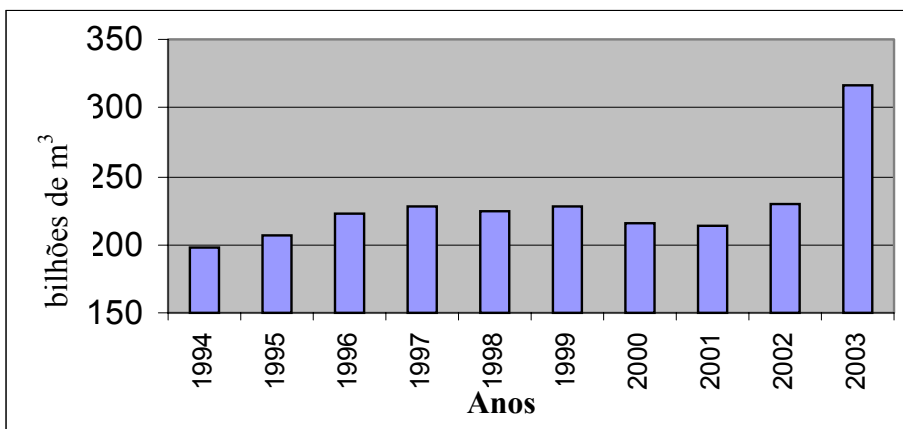


Figura 14 - Reservas históricas nacionais comprovadas de gás natural (Fonte: Petrobrás)



Figura 15 - Taxa SELIC (fonte: Banco Central do Brasil)

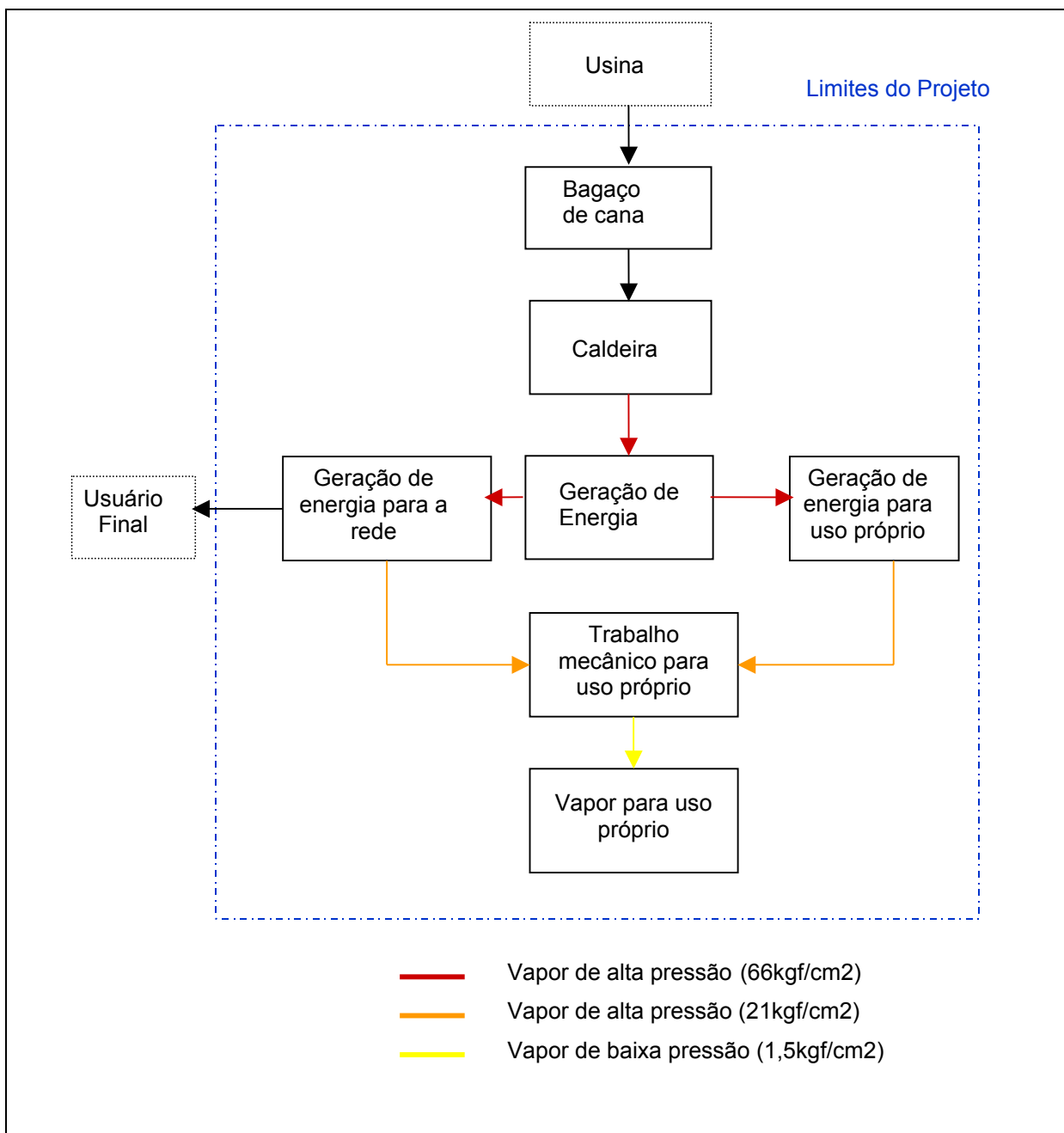


Figura 16 – Fluxograma dos limites do projeto



Horizonte 2006

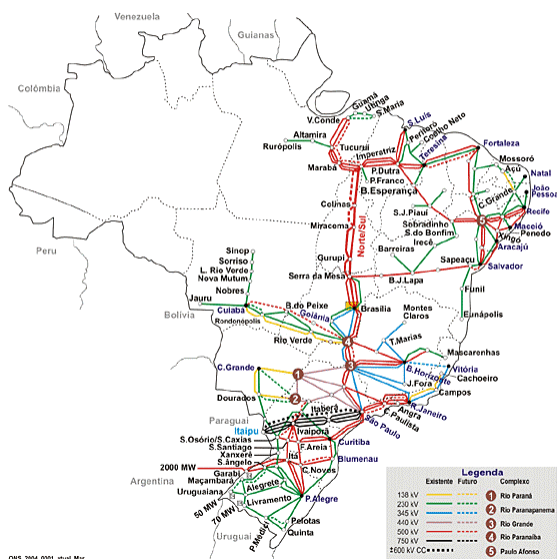


Figura 17 - Sistema Brasileiro Interligado (Fonte: ONS, <http://www.ons.org.br/>)



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



MDL – Conselho Executivo

página 60/62



GOVERNO DO ESTADO DE SÃO PAULO
SECRETARIA DE ESTADO DO MEIO AMBIENTE

LICENÇA AMBIENTAL DE INSTALAÇÃO

Nº 00229

PROCESSO SMA

Nº 13569/2001

A Secretaria do Meio Ambiente do Estado de São Paulo - SMA, no uso das atribuições que lhe confere a Lei Federal 6938, de 31 de agosto de 1981, que dispõe sobre a Política Nacional do Meio Ambiente, regulamentada pelo Decreto Federal 99.274, de 06 de junho de 1990, e demais normas pertinentes, emite a presente **Licença Ambiental de Instalação**, com base no Parecer Técnico CPRN/DAIA/185/2002 e na Licença Ambiental Prévia nº 00453, para:

IDENTIFICAÇÃO DO EMPREENDEDOR

RAZÃO SOCIAL: BIOENERGIA COGERADORA LTDA.

CNPJ: 71.324.784/0001-51

LOGRADOURO: FAZENDA SANTO ANTONIO

BAIRRO: BAIRRO DO CAMPINHO

MUNICÍPIO: SERTÃOZINHO

CEP: 14160-000

IDENTIFICAÇÃO DO EMPREENDIMENTO

NOME: USINA TERMOELÉTRICA DE COGERAÇÃO "UTE SANTO ANTONIO"

LOGRADOURO: FAZENDA SANTO ANTONIO

MUNICÍPIO(S): SERTÃOZINHO

CARACTERIZAÇÃO DO EMPREENDIMENTO

DESCRIÇÃO: USINA TERMOELÉTRICA DE COGERAÇÃO COM POTÊNCIA NOMINAL DE 25 MW

OBSERVAÇÕES

- A presente Licença Ambiental de Instalação deverá permanecer no local do empreendimento.
- Previamente à operação do empreendimento deverá ser obtida a Licença Ambiental de Operação, sob pena de aplicação das penalidades previstas na legislação em vigor.
- A Licença Ambiental de Operação somente será concedida após o cumprimento das exigências relacionadas neste documento.
- A presente Licença Ambiental de Instalação não dispensa nem substitui quaisquer alvarás, licenças, autorizações ou certidões de qualquer natureza, exigidos pela legislação federal, estadual ou municipal, bem como não significa reconhecimento de qualquer direito de propriedade.
- Integral(m) a presente Licença 01 anexo(s).
- O prazo de validade desta Licença Ambiental de Instalação é de 01 (hum) ano(s), a contar da data de sua emissão.

O presente documento foi emitido sem rasura e/ou colagem

USO DA COORDENADORIA DE LICENCIAMENTO AMBIENTAL E DE PROTEÇÃO DE RECURSOS NATURAIS

Data: 27/12/02

JOSE GOLDEMBERG - Secretário de Estado



Figura 21 – Licença de Construção



Anexo 5 – Tabelas

Estação	Cana de açúcar Produzido	Bagaço Produzido
1995/96	2.238.761,920	604.465,72
1996/97	2.783.352,050	751.505,05
1997/98	2.843.629,690	767.780,02
1998/99	3.020.974,000	815.662,98
1999/00	2.934.456,010	792.303,12
2000/01	2.424.076,690	654.500,71
2001/02	2.773.868,890	748.944,60
2002/03	2.822.778,950	762.150,32
2003/04	2.935.371,290	792.550,25
2004/05 (*)	3.186.000,000	860.220,00

(*) Previsão em toneladas

Tabela 3 - Geração histórica de bagaço das usinas sucroalcooleiras da Balbo

Análise de sensibilidade financeira - Bioenergia			
Taxa SELIC* (1996 a 2004)	%	VPL do projeto	VPL do projeto com RCE
Nível Máximo	45,00%	(R\$ 11.031.467)	(R\$ 10.219.757)
Médio	22,36%	(R\$ 3.571.489)	(R\$ 1.668.722)
Nível mínimo	15,25%	R\$ 4.067.619	R\$ 6.906.498
Taxa de desconto atual	17,00%	R\$ 1.660.043	R\$ 4.209.156
TIR do projeto		18,42%	20,54%

* A taxa SELIC foi criada em 1996.

Tabela 5 – Análise de sensibilidade financeira da Bioenergia



Anexo 6 – Bibliografia

- AM-0015 (2004).** Metodologia de linha de base aprovada 0015 – Co-geração com base em bagaço interligada a uma rede elétrica. UNFCCC, Conselho Executivo do MDL, 22 de setembro de 2004. Website: <http://cdm.unfccc.int/>
- Arida, P. E. L. Bacha e A. L. Resende (2005).** *Credit, Interest, and Jurisdictional Uncertainty: Conjectures on the Case of Brazil.* Em F. Giavazzi, I. Goldfajn e S. Herrera (orgs.), *Inflation Targeting, Debt, and the Brazilian Experience* [Metas de inflação, dívida e a experiência brasileira], 1999 a 2003. Cambridge, MA: MIT Press.
- Bosi, M., A. Laurence, P. Maldonado, R. Schaeffer, A. F. Simoes, H. Winkler and J.-M. Lukamba (2002).** Road testing baselines for greenhouse gas mitigation projects in the electric power sector. OECD and IEA information paper.
- BNDES (2000).** O setor elétrico – Desempenho 1993/1999. Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social. Informe Infra-estrutura, nº 53. <http://www.bndes.gov.br/>
- CGE/CBEE (2002).** Programa de Energia Emergencial. Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica – Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial.
- Eletrobrás (1999).** Diretrizes para estudos e projetos de pequenas centrais hidrelétricas. Centrais Elétricas Brasileiras S.A. Website: <http://www.eletrobras.gov.br/>
- Elliot, D. (2000).** Renewable Energy and Sustainable Futures [Energia renovável e futuros sustentáveis]. Futures 32 CTS Special ‘Sustainable Futures’ Issue [Publicação especial ‘Futuros Sustentáveis’], páginas 261 a 274, abril/maio 2000
- IBGE (2004).** Banco de dados Cidades@,. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (<http://www.ibge.gov.br/>).
- Kartha, S., M. Lazarus e M. Bosi (2002).** Practical baseline recommendations for greenhouse gas mitigation projects in the electric power sector. OECD and IEA information Paper.
- MME – Ministério de Minas e Energia.** Valor Econômico da Tecnologia Específica da Fonte – VETEF. Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica website www.mme.gov.br
- OECD (2001).** OECD Economic Surveys: Brazil. Organization for Economic Co-Operation and Development [Organização para a Cooperação e o Desenvolvimento Econômico], Paris, França.
- OCDE (2004).** Environmental Outlook [Panorama Ambiental]. Organization for Economic Cooperation and Development [Organização para a Cooperação e o Desenvolvimento Econômico]. Website: <http://www.oecd.org/env/>



- OECD (2005).** Estudo econômico do Brasil da OCDE 2005: Normas do setor elétrico. Organization for Economic Co-Operation and Development, Paris, França
- ONS (2004).** De olho na energia: Histórico da energia, carga própria de energia 1999-2003. Operador Nacional do Sistema Elétrico Brasileiro. Website: <http://www.ons.gov.br/>
- ONS-ADO (2004).** Acompanhamento Diário da Operação do Sistema Interligado Nacional. ONS-CNOS, Centro Nacional de Operação do Sistema. Relatórios diários sobre todo o sistema elétrico interligado a partir de 1º de janeiro de 2001 a 31 de dezembro de 2003. Website: <http://www.ons.gov.br/>
- Pinto Júnior, H. (2003).** Les problèmes des réformes structurelles et institutionnelles inachevées: le cas de l'industrie électrique au Brésil. *Révue de l'Energie* **544**, 103-111.
- Schaeffer, R., J. Logan, A. S. Szklo, W. Chandler e J. C. de Souza (2000).** Electric Power Options in Brasil. Pew Center on Global Climate Change.
- SIESE (2002).** Sistema de Informações Empresariais do Setor de Energia Elétrica: Boletim Anual. Eletrobrás (Centrais Elétricas Brasileiras S.A.) - MME (Ministério de Minas e Energia do Brasil). Website: http://www.eletrobras.gov.br/IN_Informe_SIESE/
- Tolmasquim, M.T. (2003) [Ed.].** Fontes Renováveis de Energia no Brasil. Editora Interciência
- UNEP-LAC (2002).** Relatório Final da 7ª Reunião do Comitê Inter-Sessões do Foro dos Ministros do Meio Ambiente da América Latina e do Caribe. Programa do Meio Ambiente das Nações Unidas, Escritório Regional para a América Latina e o Caribe. 15 a 17 maio, 2002, São Paulo (Brasil).
- WCED [CMMAD] (1987).** Our Common Future [Nosso Futuro Comum]. The World Commission on Environment and Development [Comissão Mundial sobre Meio Ambiente e Desenvolvimento]. Oxford University Press.