



**MECANISMO DE DESENVOLVIMENTO LIMPO  
FORMULÁRIO DO DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DO PROJETO (DCP de MDL)  
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 crédito
- D. Aplicação de uma metodologia de monitoramento e plano
- 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 de projeto
- Anexo 2: Informações relativas a financiamento público
- Anexo 3: Informações da linha de base
- Anexo 4: Plano de monitoramento
- Anexo 5: Bibliografia



## SEÇÃO A. Descrição geral da atividade de projeto

### A.1. Título da atividade de projeto

Projeto de Cogeração de Bagaço da Zillo Lorenzetti (para fins de simplificação doravante denominado Projeto ZLBC ).

Número da versão do DCP: 3

Data: 31 de Outubro de 2005

### A.2. Descrição da atividade de projeto

#### A.2.1 Objetivo da atividade de projeto

A atividade de projeto consiste na expansão das instalações de co-geração de bagaço na **Usina Barra Grande de Lençóis (BGL)** e na **Açucareira Zillo Lorenzetti (AZL)**, duas usinas açucareiras do Grupo Zillo Lorenzetti. Com a expansão das plantas de co-geração, as usinas puderam exportar eletricidade de uma fonte de energia renovável e sustentável, o bagaço da cana-de-açúcar, para a rede interligada nacional.

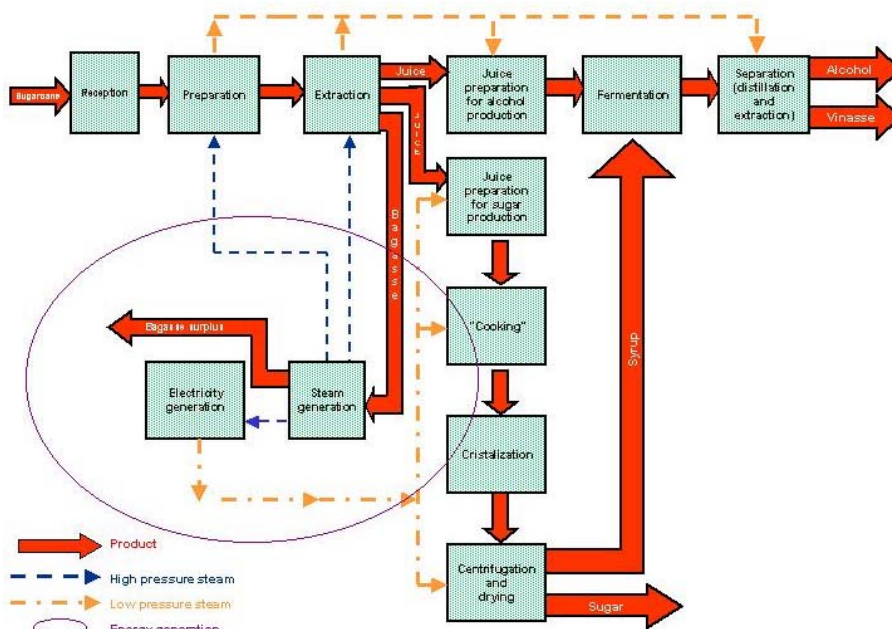


Figura 1 - Fluxograma da geração de eletricidade dentro de uma produção de açúcar e álcool (Fonte: Codistil)

As **Empresas Zillo Lorenzetti (ZL)** se constituem na empresa controladora fundada em 1939, que é de propriedade total das famílias Zillo e Lorenzetti. O grupo tem três usinas sucroalcooleiras (Usina Barra



Grande de Lençóis S/A – Usina Barra Grande, Açucareira Zillo Lorenzetti S/A – Usina São José e Açucareira Quatá S/A – Usina Quatá) que produzem açúcar e álcool etílico (anidro e hidratado), além de gerarem sua própria eletricidade. Durante a estação de safra de 2003 - 2004, o grupo ZL processou 8.530.000 toneladas de cana-de-açúcar, produziu 575.000 toneladas de açúcar e 420.000 m<sup>3</sup> de álcool. O Grupo ZL é um dos maiores conglomerados do setor sendo atualmente o segundo maior processador de cana-de-açúcar do Brasil.

O grupo ZL iniciou seu plano de comercializar eletricidade excedente em 2000, e em 2003 toda a expansão das centrais estava concluída. Em 2001, a BGL e a AZL venderam seu primeiro MWh à companhia de serviços públicos de energia elétrica local, a CPFL (*Companhia Paulista de Força e Luz*). O primeiro CCVE (Contrato de Compra e Venda de Energia) assinado, que incluía as duas plantas, corresponde a 25,5 MW e a cerca de 110.000 MWh. Atualmente existem dois CCVEs assinados com a CPFL para comercializar mais de 50 MW durante a estação. O segundo CCVE, assinado somente em relação à expansão da central BGL, agregou mais 25 MW e 120.000 MWh.

No final da estação de safra de 2002, a BGL e a AZL atualizaram seus equipamentos com o objetivo de usar o bagaço de forma mais eficiente para a co-geração e exportação de uma quantidade maior de eletricidade ( Figura 1). Uma co-geração mais eficiente desse combustível renovável permite que a usina venda um excedente de eletricidade à rede e obtenha uma vantagem competitiva.

#### **A.2.2 Contribuição da atividade de projeto para o desenvolvimento sustentável**

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 CO<sub>2</sub>), que estariam sendo geradas (e emitidas) se o projeto não existisse.

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 brasileira (e da região do Caribe e América Latina).

Os países da região da América Latina e Caribe expressaram seu comprometimento no sentido de atingir a meta de 10% de energia renovável em relação ao total da energia utilizada na região. Através de uma iniciativa dos Ministros do Meio Ambiente em 2002 (UNEP-LAC, 2002), promoveu-se uma reunião preliminar da Cúpula Mundial para o Desenvolvimento Sustentável [WSSD, do inglês "World Summit for Sustainable Development"] em Joanesburgo em 2002. No Plano Implementação final da WSSD, não foram declaradas metas ou cronogramas específicos; porém, sua importância foi reconhecida para o atingimento da sustentabilidade de acordo com os Objetivos de Desenvolvimento do Milênio<sup>1</sup>.

---

<sup>1</sup> Plano de Implementação da WSSD, Parágrafo 19 (e): "*Diversificar o fornecimento de energia desenvolvendo tecnologias energéticas avançadas, mais limpas, mais eficientes, economicamente viáveis e com custo/benefício favorável, inclusive as tecnologias de combustíveis fósseis e as tecnologias de energia renovável, inclusive hidrelétrica, e suas transferências para os países em desenvolvimento na forma de concessão conforme acordo mútuo. Adotando um senso de urgência, aumentar de forma substancial a proporção global de fontes de energia renovável com o objetivo de aumentar sua contribuição em relação ao total da energia fornecida, reconhecendo o papel das metas nacionais e regionais voluntárias, bem como as iniciativas, onde existirem, e assegurando-se de que as políticas energéticas oferecem apoio aos esforços dos países em desenvolvimento*



A contribuição para as reduções de emissões é uma meta importante para as usinas da ZL, pois ela está comprometida com o meio ambiente e com a sustentabilidade. Essa política se confirma pelo atendimento pela ZL a diversas exigências públicas, como: ISO 9001, NBR ISO 14001, SA 8000 e OHSAS 18001.

Projetos desse tipo normalmente não incorrem em grandes despesas nem exigem uma demanda significativa de emprego. O projeto empregou mil duzentos e dez trabalhadores durante os seis meses de construção das centrais termelétricas movidas a bagaço e emprega por ano mais de cem trabalhadores na operação das duas plantas. Entretanto, ele contribui para aumentar o bem-estar social da região; as duas usinas empregam mais de 6.000 trabalhadores, incluindo os funcionários diretos e os trabalhadores contratados.

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.

Alem disso, o patrocinador do projeto trabalha com as comunidades locais em projetos de educação ambiental, reflorestamento de áreas degradadas, avaliações regulares da qualidade da água, apoio aos parques ambientais, contratação de mão-de-obra local, controle da erosão e apoio à agricultura da comunidade.

#### A.3. Participantes do projeto

As informações detalhadas de contato da(s) parte(s) e entidades privadas/públicas envolvidas na atividade do Projeto ZLBC estão listadas no Anexo 1.

Nome da parte envolvida (*) ((anfitrião) indica uma Parte anfitriã)	Entidade(s) privada(s) e/ou pública(s) participante(s) do projeto (*) (conforme o caso)	Indique se a Parte envolvida deseja ser considerada como participante do projeto (Sim/Não)
Brasil (anfitrião)	Usina Barra Grande de Lençóis S/A (Entidade privada)	Não
	Açucareira Zillo Lorenzetti S/A (Entidade privada)	Não
(*) De acordo com as modalidades e procedimentos de MDL, no momento em que o DCP de MDL fica disponível para o público, no estágio de validação, uma Parte envolvida pode ou não ter fornecido sua aprovação. No momento da solicitação do registro, é exigida a aprovação da(s) Parte(s) envolvida(s).		

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

#### A.4. Descrição técnica da atividade de projeto



**A.4.1. Localização da atividade de projeto**

**A.4.1.1. Parte anfitriã**

Brasil.

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

Sudeste do Brasil, estado de São Paulo

**A.4.1.3. Cidade/município/comunidade, etc**

A BGL está localizada na cidade de Lençóis Paulista, estado de São Paulo (22°37' S, 48°45' W).

A AZL está localizada na cidade de Macatuba, estado de São Paulo (22°29' S, 48°46' W).

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

As usinas sucroalcooleiras ( Figura 2) estão localizadas perto da cidade de Bauru, que é a principal cidade do centro do estado.



**Figura 2 – Vista aérea da usinas açucareiras BGL (à esquerda) e AZL (à direita)**

Bauru é um importante centro rodoviário, ferroviário e hidroviário, o que o torna um centro de distribuição importante, e tem um parque industrial diversificado constituído por informática, máquinas industriais, baterias automotivas, plásticos, calçados e produtos alimentícios.

As instalações estão localizadas em um dos principais centros agrícolas do país ( Figura 3).

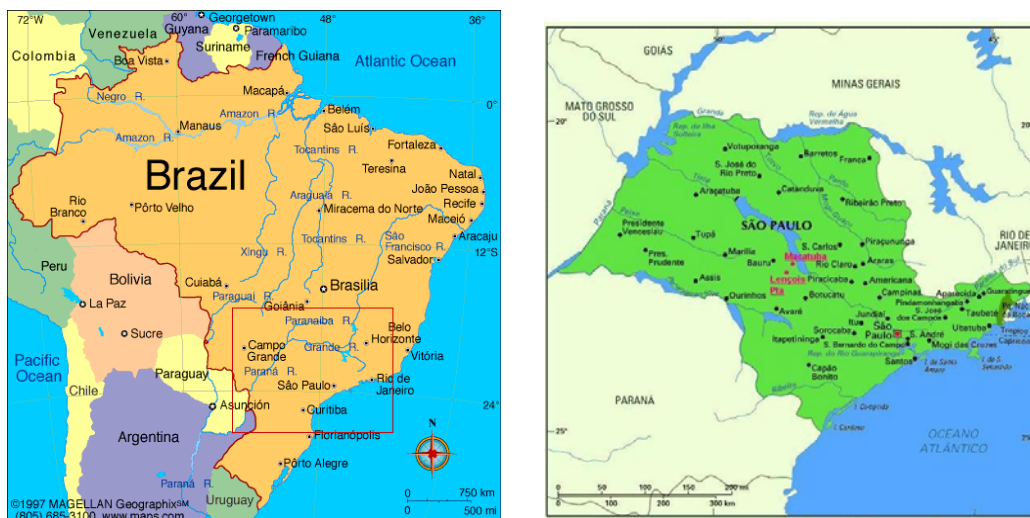


Figura 3 - Posição geográfica da cidade de Lençóis Pta e Macatuba (Fonte [www.aondefica.com](http://www.aondefica.com))

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

Tipo: Energia e Energia elétrica.

Escopo Setorial: Setores de energia (fontes renováveis - / não renováveis).

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

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

As tecnologias de conversão da energia de biomassa para produção de eletricidade podem ser amplamente classificadas em uma destas três tecnologias: tecnologia de combustão direta, tecnologia de gaseificação e pirólise. A tecnologia de combustão direta, como a usada no Projeto ZLBC, 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 ( Figura 4). 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".

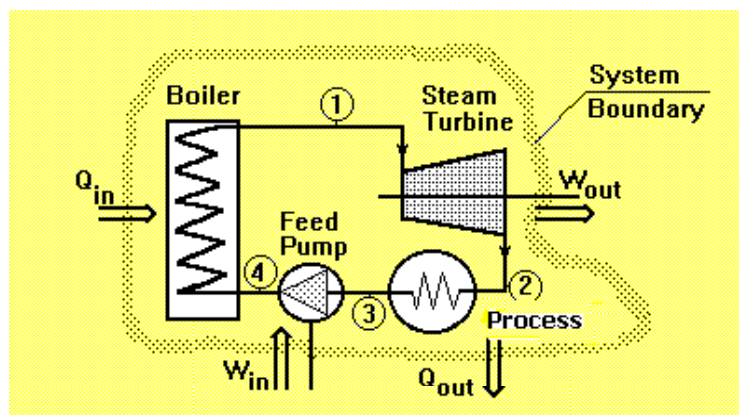


Figura 4- Ciclo Rankine (Fonte: Taftan Data, 1998)

O Projeto ZLBC é dividido em duas fases diferentes. A Fase 1 teve início em 2001 quando as duas usinas açucareiras substituíram seus geradores, aumentando o potencial de energia elétrica nessas usinas. A Fase 2 teve início em 2002 somente na BGL, quando esta unidade atualizou sua central. Antes da Fase 1, a central da usina AZL usava para operar a queima de todo o bagaço produzido no processo de moagem em quatro caldeiras operando a 21 kgf/cm<sup>2</sup>, em uma caldeira operando a 42 kgf/cm<sup>2</sup> e em três turbogeradores a vapor (1.750 kVA, 6.625 kVA e 3.750 kVA). Nessa configuração a planta era auto-suficiente em energia. Uma pequena quantidade de bagaço era armazenada para as situações de desligamento/"start-up" (Figura 5).

A usina BGL usava para operar a queima de todo o bagaço produzido no processo de moagem em três caldeiras operando a 21 kgf/cm<sup>2</sup>, em duas caldeiras operando a 42 kgf/cm<sup>2</sup> e em quatro turbogeradores a vapor (6.625 kVA, 2.000 kVA, 1.500 kVA e 4.000 kVA). Nessa configuração a usina era auto-suficiente em energia. Uma pequena quantidade de bagaço era armazenada para as situações de desligamento/"start-up" (Figura 6).

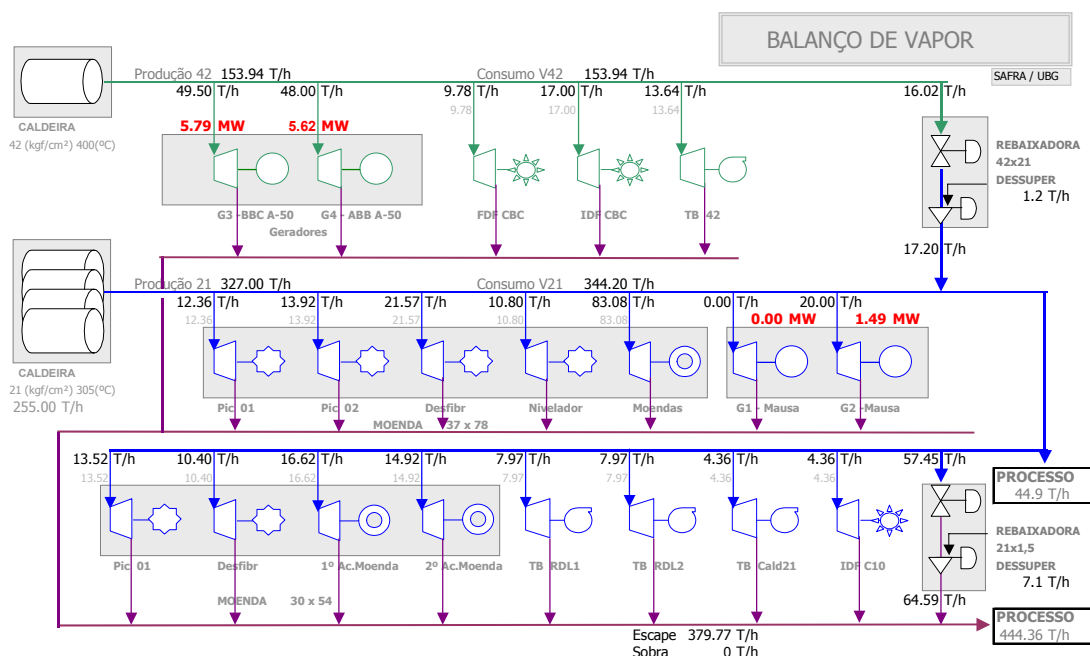
No final da estação de safra de 2000, o Grupo ZL procurando por oportunidades ligadas ao Protocolo de Quioto, decidiu expandir sua geração de eletricidade. Até a Fase 1 ser instalada, o potencial agregado de energia elétrica das duas usinas da ZL era 24,40 MW.

**Fase 1 - (2001):** Durante a Fase 1 do projeto ZLBPC ocorreram duas modificações distintas nas diferentes usinas.

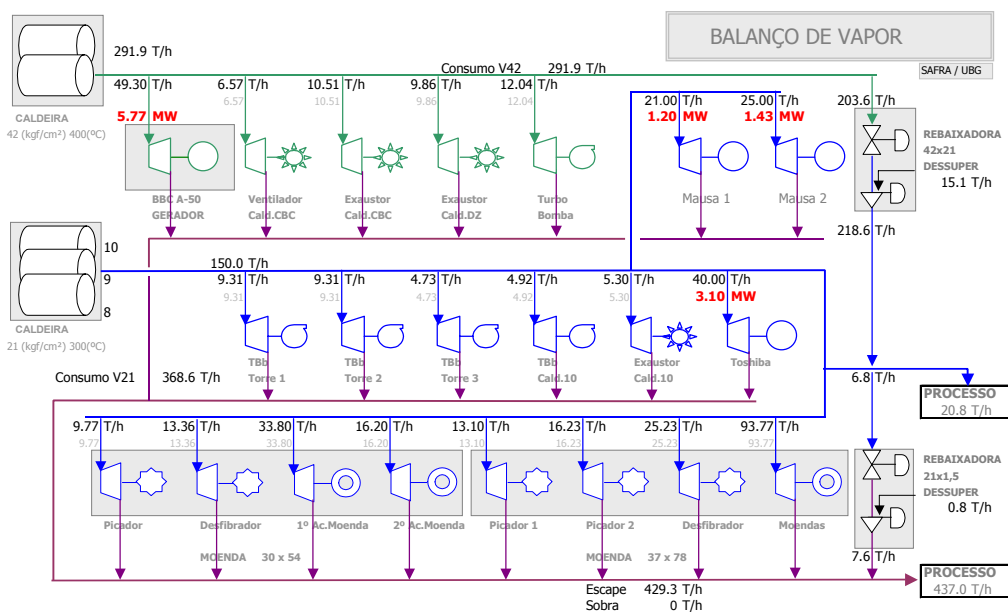
AZL – Instalação de um turbogerador de 18.750 kVA para exportação de eletricidade. Com essa nova configuração, a AZL iniciou sua operação com as mesmas caldeiras e produzindo a mesma quantidade de vapor. No entanto, a usina conseguiu vender cerca de 10MW (Figura 7).

BGL – Da mesma forma que na AZL, durante a Fase 1 foi instalado um novo turbogerador de 18.750 kVA para exportação de eletricidade. Com essa nova configuração, a BGL iniciou sua operação com as mesmas caldeiras e produzindo a mesma quantidade de vapor. No entanto, a usina conseguiu vender cerca de 14,69 MW (Figura 8).





**Figura 5- Configuração da AZL antes da Fase 1**



**Figura 6- Configuração da BGL antes da Fase 1**



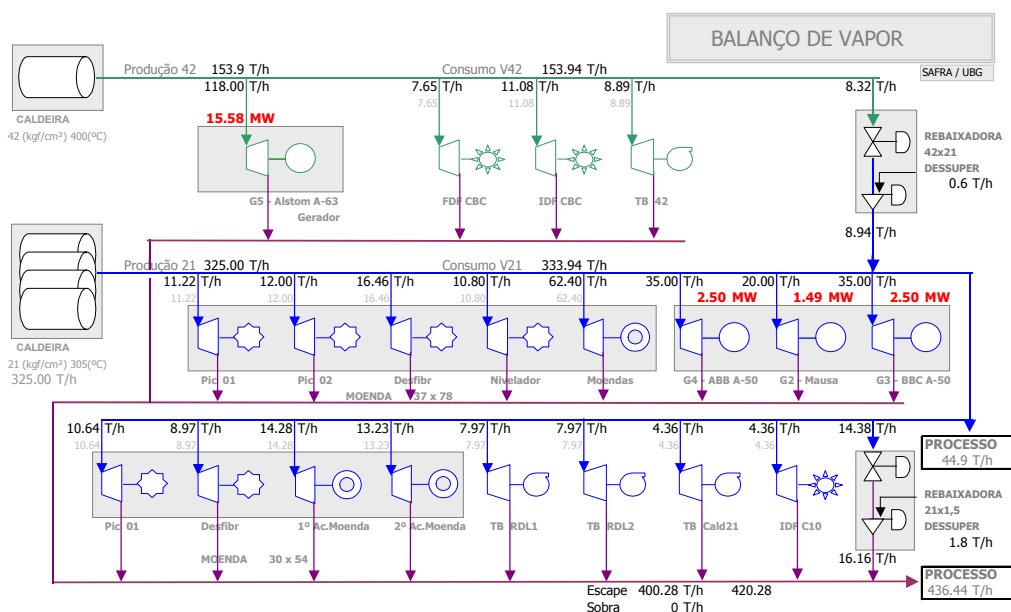


Figura 7- Configuração da AZL após a Fase 1

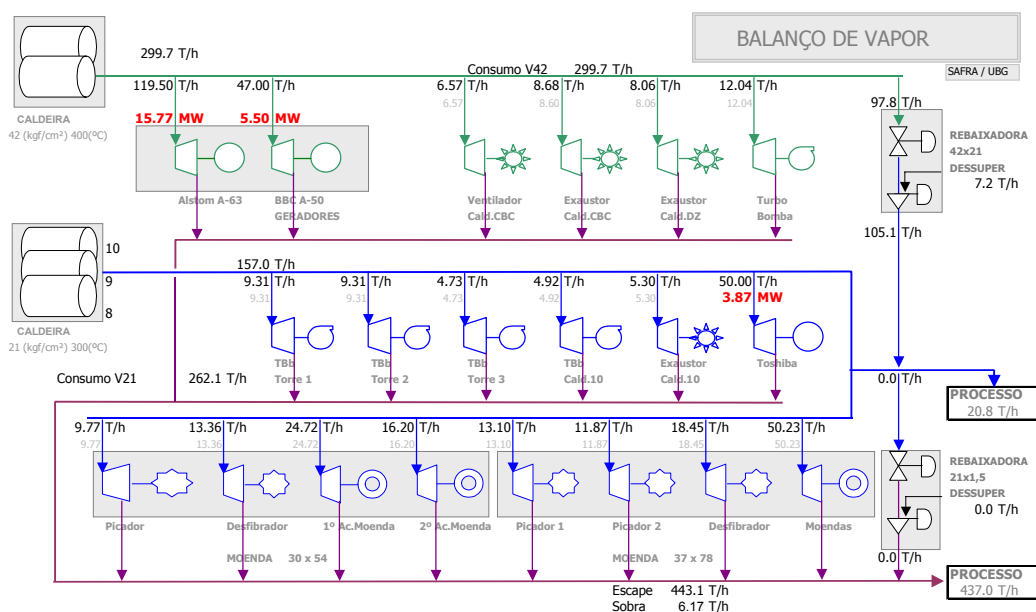


Figura 8- Configuração da BGL após a Fase 1

**Fase 2 (2003):** Após a primeira fase de expansão, a BGL decidiu atualizar sua usina. Para a Fase 2 a BGL adicionou uma nova caldeira de alta pressão (65 bar) e uma turbina de condensação e a vapor de



contrapressão de múltiplos estágios acoplada a um novo gerador de 45.750 KVA. Foi assinado um novo Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica (CCVE), de cerca de 128.000 MWh, com a companhia de serviços públicos de energia elétrica local (CPFL, *Companhia Paulista de Força e Luz*) (Figura 9).

A usina BGL na Fase 2 adicionou os seguintes equipamentos à planta:

- ☐ 01 caldeira: pressão de operação 65 kgf/cm<sup>2</sup>, capacidade de 175 toneladas de vapor por hora.
- ☐ Turbogenerador: capacidade energética de 45.750 kVA.
- ☐ Sub-estação: 13,8 KV a 138 KV
- ☐ Linha de transmissão: 138 KV

As duas usinas açucareiras treinam a equipe local anualmente com foco nas seguintes questões:

- ☐ NR 10<sup>2</sup>: Norma técnica para instalações e serviços em eletricidade;
- ☐ NR 13: Norma técnica para caldeiras e vasos de pressão;
- ☐ Combustão em caldeiras (de acordo com o fornecedor do equipamento)

A operação e manutenção das instalações são administradas pelas duas usinas açucareiras. As atividades estão divididas em:

- ☐ Manutenção preditiva especial: análise de vibrações (mensal), inspeções térmicas (duas vezes durante a estação), análise do óleo isolante do transformador (uma vez durante a estação);
- ☐ Manutenção preditiva padrão: de acordo com a ISO 9001;

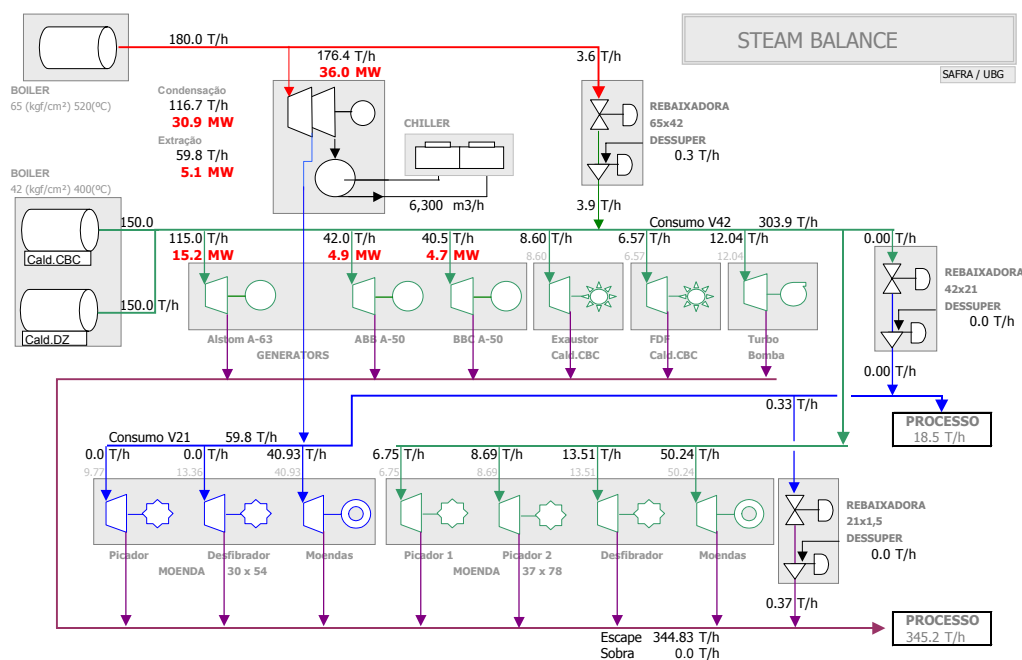


Figura 9 - Configuração atual da BGL após a Fase 2

<sup>2</sup> Ministério do Trabalho e Emprego, <http://www.mte.gov.br/>.



**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 ZLBC, 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 usinas 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 usinas 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**

Anos	Estimativa anual das reduções de emissão em toneladas de CO <sub>2</sub> e
Ano* 1 - ( 2001 )	28.340
Ano 2 - ( 2002 )	25.487
Ano 3 - ( 2003 )	46.142
Ano 4 - ( 2004 )	61.085
Ano 5 - ( 2005 )	67.073
Ano 6 - ( 2006 )	67.073
Ano 7 - ( 2007 )	67.073
Ano** 8 - ( 2008 )	27.947
<b>Reduções totais estimadas (toneladas de CO<sub>2</sub>e)</b>	<b>390.218</b>
<b>Número total de anos de creditação</b>	<b>7</b>
<b>Média anual do primeiro período de creditação</b>	<b>55.745</b>

\* De Junho de 2001

\*\* Até Junho de 2008

**Tabela 2 – Reduções estimadas nas emissões durante o período de crédito escolhido**

A metodologia de linha de base consolidada aprovada AM0015 – "Cogeração 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.



A implementação total do Projeto ZLBC interligado à rede elétrica brasileira sul/sudeste/centro-oeste irá evitar uma emissão estimada média anual de cerca de 55,745 tCO<sub>2</sub>e (linha de base do fator de emissão de 278,3 kgCO<sub>2</sub>e/MWh, cálculo detalhado na seção E) e uma redução total de cerca de 390,218 tCO<sub>2</sub>e durante o primeiro período de crédito

<b>A.4.5. Financiamento público da atividade de projeto</b>
---

Nenhum financiamento público foi e nem será usado no Projeto ZLBC.



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

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

AM0015 – “Co-geração com base em bagaço interligada a uma rede elétrica” (AM0015, 2004).

**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 do Projeto ZLBC.

**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 ZLBC está instalado dentro das usinas sucroalcooleiras BGL e AZL. 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 duas 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 BGL e AZL 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 ZLBC podem ser desenvolvidos somente pelo setor privado.

	<u>BGL</u>		<u>AZL</u>	
	<b>Cana Moída</b>	<b>Bagasso Produzido</b>	<b>Cana Moída</b>	<b>Bagasso Produzido</b>
1996	3.880.959	1.154.826	3.824.419	1.065.987
1997	3.722.540	1.093.446	3.764.996	1.076.550
1998	4.103.964	1.233.309	4.140.396	1.198.876
1999	4.055.875	1.185.844	4.049.212	1.136.181
2000	3.086.609	842.979	3.167.860	897.154
2001	3.933.064	1.050.659	3.812.257	1.004.980
2002	3.578.666	903.347	3.560.465	862.261
2003	3.437.881	873.113	4.016.057	929.302
2004	3.901.456	977.691	3.853.613	930.542

**Tabela 3 - Geração histórica de bagaço nas usinas açucareiras BGL e AZL**

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

As duas usinas açucareiras 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 obter o volume de cana-de-açúcar e bagaço gerado nas usinas açucareiras 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 ZLBC 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"<sup>3</sup> 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 aprovada AM0015, 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 da rede interligada brasileira (sistema elétrico que é interligado por linhas de transmissão ao sistema elétrico do projeto e no qual as usinas podem ser despachadas sem restrições significativas na transmissão).

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

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 ZLBCP.

Os seguintes passos são necessários para as demonstrações e para a avaliação da adicionalidade Projeto ZLBC:

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

<sup>3</sup> 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/>



a) **Data de início do projeto:** 15/06/2001

b) **Há evidências confirmando que os incentivos de MDL foram seriamente considerados no desenvolvimento do Projeto ZLBC.**

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: SIAESP<sup>4</sup> (indústria do açúcar) e SIFAESP<sup>5</sup> (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 açucareiras da ZL, como associadas da UNICA, receberam informações sobre o MDL em diversos fóruns e atividades promovidas pela entidade. Todas as informações obtidas foram extremamente importantes para a decisão de prosseguir com a atividade de projeto e, finalmente, iniciar o projeto ZLBCP.

As duas usinas açucareiras da ZL são também membros da Copersucar - uma cooperativa de 32 produtores de açúcar e etanol. Além de ser a maior cooperativa de produtores 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 estão listadas 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). O livro foi financiado pela Copersucar para conscientizar os sócios em relação ao aquecimento global e como o etanol pode contribuir para sua mitigação. A ZL 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). O 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 UNICA<sup>6</sup> é membro fundador da IETA<sup>7</sup> – [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 da preparação dos seguintes documentos relativos à Mudança de Clima:
  - Early Start Carbon Emission Reduction Projects. Challenge & Opportunity, 1999

---

<sup>4</sup> SIAESP – Sindicato da Indústria do Açúcar no Estado de São Paulo.

<sup>5</sup> SIFAESP – Sindicato da Indústria da Fabricação do Alcool no Estado de São Paulo.

<sup>6</sup> UNICA – [www.unica.com.br](http://www.unica.com.br)

<sup>7</sup> IETA – [www.ieta.org](http://www.ieta.org)





- Task Forces on Early Start Projects for Carbon Emissions Reductions, 2000
- *O Ciclo da Cana-de-Açúcar e Reduções Adicionais nas Emissões de CO<sub>2</sub>* (Macedo, 2000). Trabalho de pesquisa preparado para fornecer informações aos sócios da Copersucar sobre as reduções de emissão de gases de efeito estufa associadas ao “ciclo da cana-de-açúcar” (cultivo e produção de açúcar e álcool).
- Resíduos de cana-de-açúcar para geração de energia nas usinas de açúcar / etanol no Brasil. *Energia para o Desenvolvimento Sustentável – Volume V N° 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 açucareiras da ZL estão adotando uma abordagem prática do MDL.

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

***Sub-passo 1a. Definir alternativas à atividade de projeto:***

1. A alternativa à atividade de projeto é a continuidade da situação atual (anterior), com o investimento no setor de açúcar e etanol que constitui a atividade principal das empresas.

***Sub-passo 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.

**Passo 2. Análise de investimentos:**

Não se aplica.

**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:

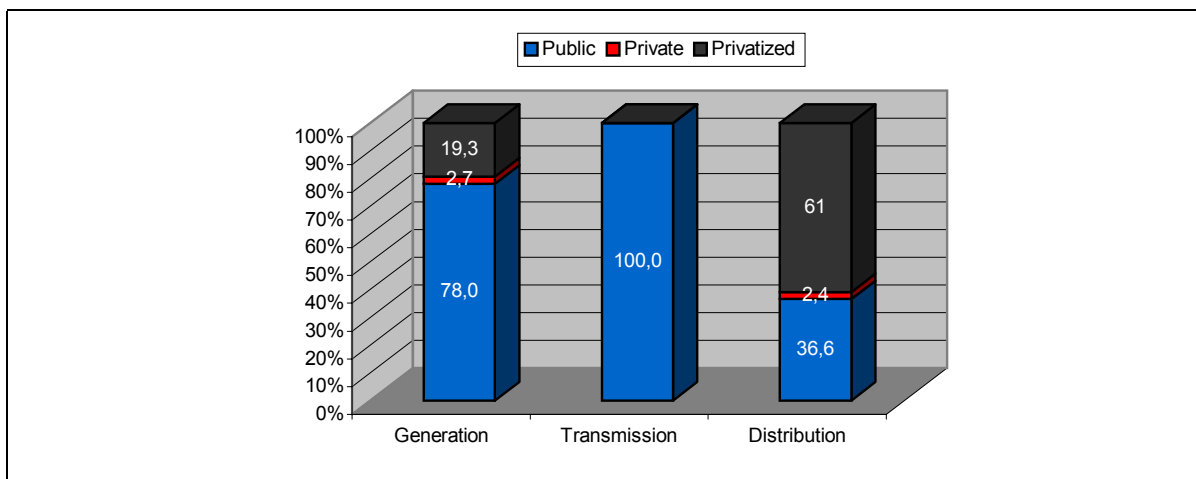
- Construir um ambiente propício à competição, com a eliminação gradual da figura do cliente cativo. A opção de escolher um fornecedor de serviços elétricos, que teve início em 1998 para os maiores consumidores e deve estar disponível para todo o mercado em 2006;
- Desmantelamento dos monopólios estatais,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

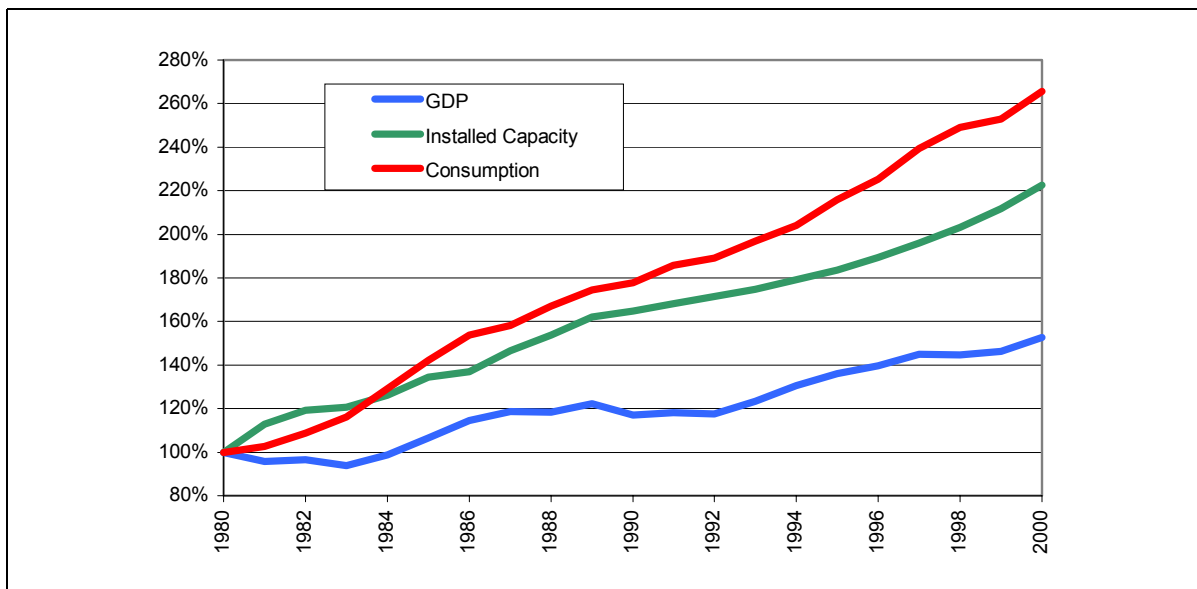
No final de 2000, após cinco anos do processo de privatização, os resultados eram modestos (Figura 10). Apesar da expectativa elevada, os investimentos na nova geração não acompanharam o aumento no consumo.



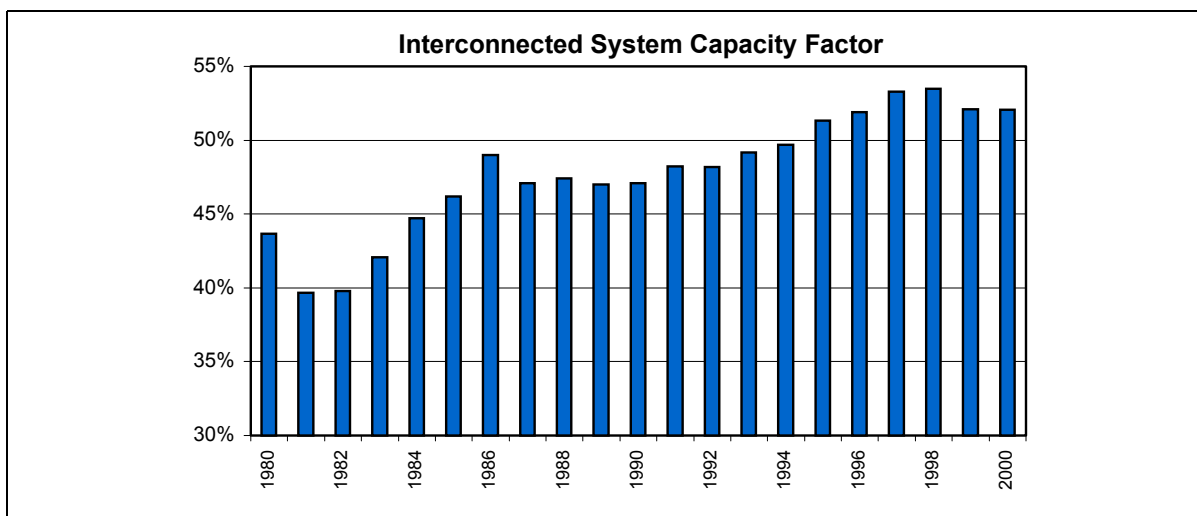
**Figura 10 - Participação do capital privado no mercado de eletricidade brasileiro em dezembro de 2000**  
(Fonte: BNDES, 2000).

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, como 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 dos 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.



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

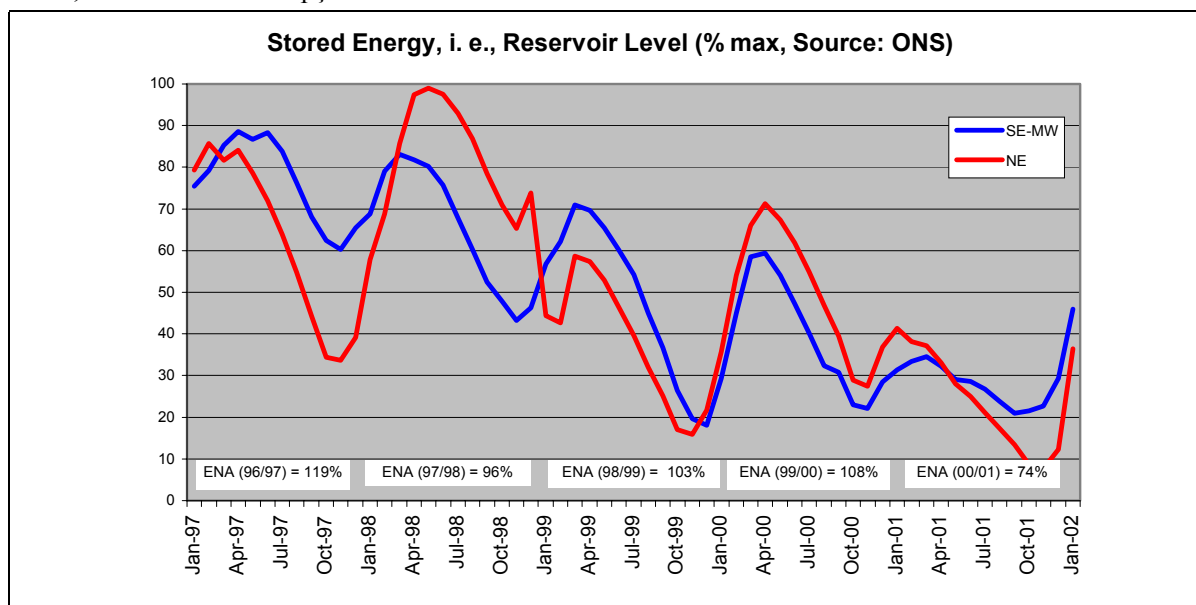


**Figura 12 - Evolução da taxa da energia gerada em relação à capacidade instalada (Fonte: Eletrobrás).**

A outra alternativa (aumentar o fator de capacidade das plantas antigas) foi a mais 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 as interrupções e o racionamento em 2001.



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

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 plantas 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 explorada e a maioria das reservas restantes fica na bacia do Amazonas, distante dos centros industriais e populacionais (OECD, 2001). Está claro que as novas adições ao setor de energia elétrica do Brasil estão mudando de hidrelétricas para usinas a gás natural (Figura 14, Schaeffer et al., 2000).

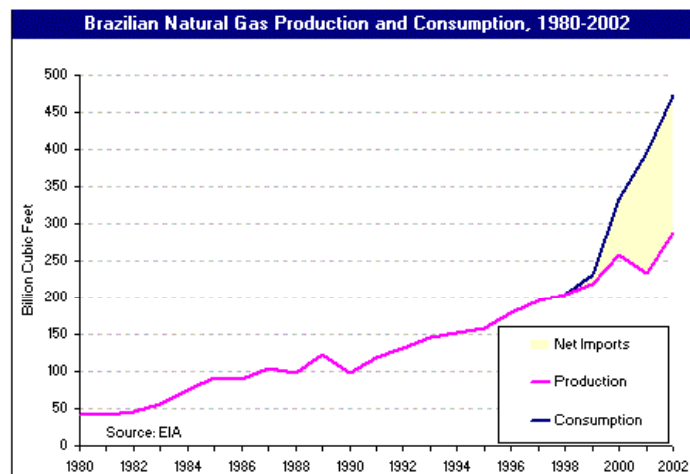


Figura 14 – Consumo e produção históricos brasileiros de gás natural (Fonte: EIA<sup>8</sup>)

Com as descobertas de vastas reservas de gás natural na Bacia de Santos em 2003 (Figura 15) 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.

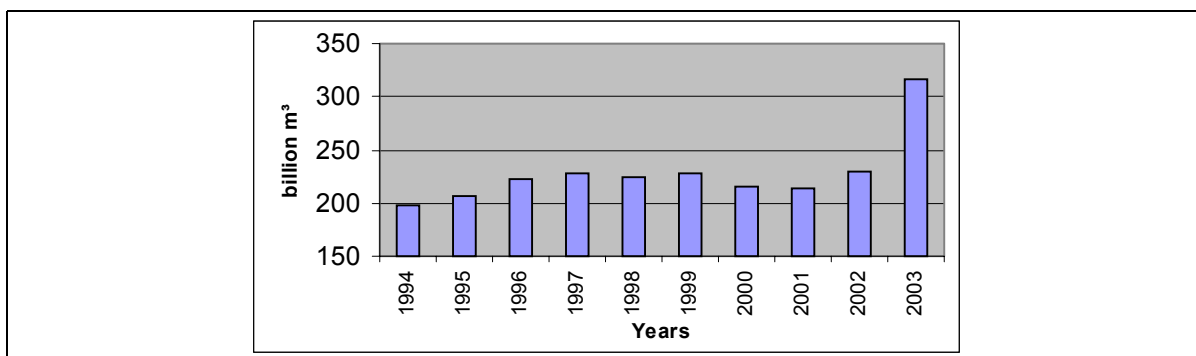


Figura 15 - Reservas provadas históricas nacionais de gás natural (Fonte: Petrobrás)

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

<sup>8</sup> EIA – Energy Information Administration [Administração de Informações Energéticas] ([www.eia.doe.gov](http://www.eia.doe.gov))



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 têm potencial para 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 pode ocorrer em razão do papel significativamente maior do governo no planejamento de longo prazo, deve ser evitado por um monitoramento rigoroso da aplicabilidade das 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.

### **Sub-passo 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 estabelecem 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.

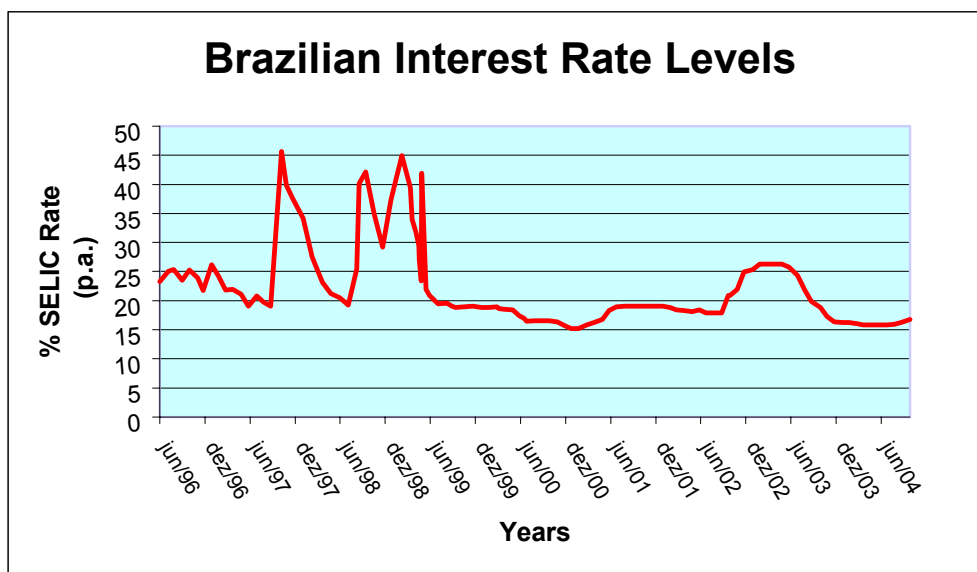


Figura 16 - Taxa SELIC (fonte: Banco Central do Brasil)





O título com mais liquidez do governo é a 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 COPOM<sup>9</sup>.

A taxa SELIC tem oscilado desde 1996, de um mínimo de 15% a.a. em janeiro de 2001 a um máximo de 45% a.a. em março de 1999, como é possível ver na Figura 16.

A Fase 1 do projeto foi desenvolvida com capital próprio. A Fase 2 do projeto foi desenvolvida com base nas finanças do projeto (*project finance*). Para financiar a construção, o patrocinador do projeto (ZL) se beneficiou das linhas de financiamento do BNDES. Esse apoio financeiro cobriu 80% 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\_ZLBCP (CER)<sup>10</sup>, o projeto foi criado com uma TIR (Taxa Interna de Retorno) financeira esperada de cerca de 17% 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, se comparado aos títulos do governo brasileiro. A inclusão das receitas das RCEs aumenta a TIR do projeto em cerca de 700 pontos básicos, de 16,73% para 23,94%. Esse aumento no retorno compensaria o risco adicional do investidor com este projeto.

Além do aumento de 700 pontos básicos, as receitas das RCEs trariam benefícios adicionais para o projeto, pois são geradas em moedas fortes (dólares norte-americanos ou euros). O incentivo do MDL permite que a ZL 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 CCVE (Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica). O CCVE 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.

---

<sup>9</sup> COPOM – Comitê de Política Monetária.

<sup>10</sup> A planilha está disponível mediante solicitação



Análise de Sensibilidade Financeira - ZLBCP			
Taxa SELIC* (1996 - 2004)	%	Valor Presente do Projeto	Valor Presente com os RCE
Nível Máximo	45,00%	(R\$ 7.635)	(R\$ 5.870)
Média	22,36%	(R\$ 3.010)	R\$ 909
Nível Mínimo	15,25%	R\$ 1.049	R\$ 6.506
Taxa de Desconto Atual	17,00%	(R\$ 176)	R\$ 4.831
TIR do Projeto		16,73%	23,98%

\* Taxa SELIC foi criada em 1996.

**Tabela 4 - Análise de sensibilidade financeira**

Além de todas essas barreiras mencionadas acima, as usinas açucareiras não têm um incentivo forte para investir em suas próprias usinas. Em geral, as receitas da venda de eletricidade em um projeto de co-geração não representam mais de 5% das receitas totais de uma usina açucareira. Assim, a tendência das usinas açucareiras é investir em sua atividade principal, açúcar e etanol, em vez de investir em geração de eletricidade para a rede.

A conclusão é que os incentivos do MDL desempenham um papel muito importante para vencer as barreiras financeiras (Tabela 4)

#### **Barreira institucional**

Como descrito acima, desde 1995 as políticas do mercado de eletricidade 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 R\$ 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. Porém, somente o tempo poderá provar a eficiência do novo modelo em relação à redução dos riscos do mercado e à atração de investimento privado<sup>11</sup>. Nesse sentido, será interessante avaliar os resultados do primeiro leilão de licenças para a construção de novas usinas a fim de se fazer uma análise 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.

**Sub-passo 3b. Mostrar que as barreiras identificadas não evitariam a implementação de pelo menos uma das alternativas:**

<sup>11</sup> A reforma do novo marco legal do setor elétrico brasileiro foi iniciada com a Medida Provisória nº 144, posteriormente convertida na Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004 - foi revelada com a publicação do Decreto nº 5.163, de 30 julho de 2004.



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

#### **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 centrais.

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

Tanto o processo de negociação de um CCVE com as companhias de serviços públicos como a obtenção de financiamento do BNDES têm sido muito difíceis. O BNDES também exige várias garantias para fornecer financiamento. Outros 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. Nessa época os mecanismos, definidos pelo novo modelo energético, para vender eletricidade a partir da co-geração de biomassa à rede ainda não estavam estabelecidos e, portanto, as usinas açucareiras da ZL não podiam obter essa vantagem competitiva. Além disso, os produtores tradicionais de açúcar preferiam 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/MWh<sup>12</sup> e o custo da eletricidade de co-geração varia de US\$ 35 a US\$ 50.

Em virtude das razões mencionadas anteriormente, não mais que 10% das usinas açucareiras na região centro-sul desenvolveram atividades semelhantes às das usinas açucareiras da ZL 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 ZL 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 ZLBCP. 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 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

---

<sup>12</sup> MME – Ministério de Minas e Energia



energia. Conseqüentemente, o potencial de geração de eletricidade para comercialização (exportação para a rede) está estimado em cerca de 12 GW. Esse potencial sempre existiu e cresceu junto com o setor sucroalcooleiro. Entretanto, os investimentos para ampliar as centrais das 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 centrais 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 4. 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**

ZLBCP: Os limites do projeto são definidos pelas emissões direcionadas ou diretamente afetadas pelas atividades de projeto: construção e operação. Ele abrange o local geográfico e físico da fonte de geração de energia do bagaço, que é representado pelas usinas sucroalcooleiras (BGL e AZL), pela plantação de cana-de-açúcar que fornece biomassa para a usina e pela região localizada perto das instalações das usinas e da rede interligada.

O Brasil é um país grande e está dividido em cinco macrorregiões geográficas: Norte, Nordeste, Sudeste, Sul e Centro-Oeste. A maior parte da população está concentrada nas regiões Sul, Sudeste e Nordeste. Assim a geração de energia e, conseqüentemente, a transmissão, estão concentradas em três subsistemas. A expansão de energia se concentrou em três áreas específicas:

- ☐ Nordeste: A eletricidade desta região é fornecida basicamente pelo rio São Francisco. Existem sete hidrelétricas no rio com uma capacidade total instalada de cerca de 10,5 GW.
- ☐ Sul/Sudeste/Centro-Oeste: A maior parte da eletricidade gerada no país está concentrada neste subsistema. Essas regiões também concentram 70% da geração do PIB no Brasil. Existem mais de 50 hidrelétricas gerando eletricidade para este subsistema.
- ☐ Norte: 80% da região norte é alimentada por diesel. Entretanto, na cidade de Belém, capital do estado do Pará, onde estão localizadas as indústrias de alumínio e mineração, a eletricidade é fornecida por Tucuruí, a segunda maior hidrelétrica do Brasil.

Os limites dos subsistemas são definidos pela capacidade de transmissão. As linhas de transmissão entre os subsistemas têm uma capacidade limitada e a troca de eletricidade entre esses subsistemas é difícil. A falta de linhas de transmissão força a concentração da eletricidade gerada em cada um dos próprios subsistemas. Assim, o subsistema interligado sul/sudeste/centro-oeste da rede brasileira onde a atividade do projeto está localizada é considerado um limite (consulte o Anexo 3).

Parte da eletricidade consumida no Brasil é importada de outros países. Argentina, Uruguai e Paraguai fornecem uma quantidade muito pequena da eletricidade. Em 2003, cerca de 0,1% da eletricidade foi importada desses países. Em 2004 o Brasil exportou eletricidade para a Argentina que atravessava um período de escassez. A energia importada de outros países não afeta o limite do projeto nem o cálculo da linha de base.

**B.5. Detalhes das informações de 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**

Sr. A. Ricardo J. Esparta  
Ecoinvest Carbon Assessoria Ltda..  
Rua Padre João Manoel, 222  
CEP – 01411-000  
São Paulo – SP  
Brasil



**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**

15/06/2001

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

25a-0m

**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**

15/06/2001

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

7a-0m

**C.2.2. Período de créditos fixado**

**C.2.2.1. Data de início**

Não se aplica.

**C.2.2.2. Duração**

Não se aplica.

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

Metodologia de monitoramento aprovada AM0015: "Cogeração 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 de monitoramento e plano considera o monitoramento das reduções nas emissões geradas de projetos de co-geração usando como combustível o bagaço de 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****D.2.1.1. Dados a serem coletados para monitorar as emissões da atividade de projeto e como esses dados serão arquivados**

As emissões do projeto ( $PE_y$ ) são nulas; portanto a tabela D.2.1.1 abaixo fica vazia.

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?	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<sub>2e</sub>)**

As emissões do projeto ( $PE_y$ ) são nulas, 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	$EG_y$ , Geração da eletricidade alimentada na rede	Medição da energia interligada à rede e recibo de vendas	MWh	m	Medição de quinze minutos e gravação mensal	100%	Formato eletrônico e impresso	A eletricidade entregue à rede é monitorada pelo Projeto, bem como pelo comprador de energia.
2	$EF_y$ , fator de emissão da rede	Calculado	tCO <sub>2</sub> /MWh	c	Na validação e na renovação da linha de base	n.d.	Formato eletrônico e impresso	Os dados estão disponíveis mediante solicitação. Os fatores são calculados de acordo com a AM0015 (2004). Os dados serão arquivados durante o período de créditos de acordo com procedimentos internos.



3	$EF_{OM,y}$ , fator de emissão da margem de operação da rede	Dados fornecidos pelo ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico).	tCO <sub>2</sub> /MWh	c	Na validação e na renovação da linha de base	n.d.	Formato eletrônico e impresso	Os dados estão disponíveis mediante solicitação. Os fatores são calculados de acordo com a AM0015 (2004). Os dados serão arquivados durante o período de créditos de acordo com procedimentos internos.
4	$Ef_{BM,y}$ , fator de emissão da margem de construção da rede	Dados fornecidos pelo ONS.	tCO <sub>2</sub> /MWh	c	Na validação e na renovação da linha de base	n.d.	Formato eletrônico e impresso	Os dados estão disponíveis mediante solicitação. Os fatores são calculados de acordo com a AM0015 (2004). Os dados serão arquivados durante o período de créditos de acordo com procedimentos internos.
5	$\lambda_y$ , Fração de tempo durante a qual os recursos de baixo custo/inflexíveis ficam na margem	Dados fornecidos pelo ONS.	-	c	Na validação e na renovação da linha de base	n.d.	Formato eletrônico e impresso	Os dados estão disponíveis mediante solicitação. Os fatores são calculados de acordo com a AM0015 (2004). Os dados serão arquivados durante o período de créditos de acordo com procedimentos internos.

**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<sub>2e</sub>)**

Conforme a ACM0015 (2004), um fator de emissão da linha de base ( $EF_y$ ) é calculado como 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.



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

Equação 1

- **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

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

$$EF_y = w_{OM} \cdot EF_{OM,y} + w_{BM} \cdot EF_{BM,y}$$

Equação 3

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

Uma descrição mais detalhada das fórmulas usadas para estimar as emissões da linha de base pode ser vista na Seção E a seguir.

<b>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)</b>
---

Não se aplica.

<b>D.2.2.1. Dados a serem coletados para monitorar as emissões da atividade de projeto e como esses dados serão arquivados</b>
--

Não se aplica.



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 estimar as emissões do projeto (para cada gás, fonte, fórmula/algoritmo, unidades das emissões de CO<sub>2e</sub>)**

Não se aplica.

**D.2.3. Tratamento de fugas no plano de monitoramento**

As principais emissões provocadas por fugas, no contexto de projetos do setor elétrico, são as emissões que ocorrem por causa de atividades como construção da usina, transporte de materiais, manuseio de combustíveis (extração, processamento e transporte) e outras atividades a montante. Os participantes do projeto não precisam considerar essas fontes de emissão como fugas ao aplicar essa metodologia. Entretanto, as emissões a montante durante a vida útil do projeto a partir de manutenção e perfuração de poços serão estimadas para assegurar que são realmente desprezíveis.

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

Não se aplica.

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

**D.2.3.2. Descrição das fórmulas usadas para estimar a fuga (para cada gás, fonte, fórmula/algoritmo, unidades das emissões de CO<sub>2e</sub>)**

Não se aplica.

**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 CO<sub>2</sub> equivalente)**

A atividade de projeto reduz principalmente o dióxido de carbono pela substituição da geração de eletricidade da rede via usinas geradoras a combustível fóssil por eletricidade renovável. A redução de emissão pela atividade de projeto ( $ER_y$ ) durante um determinado ano ( $y$ ) é a diferença entre as emissões da linha de base ( $BE_y$ , em tCO<sub>2</sub>), as emissões do projeto ( $PE_y$ , em tCO<sub>2e</sub>) e as emissões devido a fugas ( $L_y$ , em tCO<sub>2e</sub>), como a seguir:

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

Onde as emissões da linha de base são o produto da eletricidade alimentada pelo projeto na rede ( $EG_y$ , em MWh) pelo fator de emissão da linha de base ( $EF_y$ , em tCO<sub>2e</sub>/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 em razão da liberação de gases não-condensáveis a partir do vapor produzido ( $PES_y$ , em tCO<sub>2</sub>) e das emissões de dióxido de carbono da combustão de combustíveis fósseis ( $PEFF_y$ , em tCO<sub>2</sub>), como a seguir:

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

As principais emissões provocadas por fugas, no contexto de projetos do setor elétrico, são as emissões que ocorrem por causa de atividades como construção da usina, transporte de materiais, manuseio de combustíveis (extração, processamento e transporte). Os participantes do projeto não precisam considerar essas fontes de emissão como fugas ao aplicar essa 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 (tabela e número de identificação).	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	Esses dados serão usados para calcular as reduções de emissão. Dois medidores são usados para medir a eletricidade alimentada na rede (medidor principal e medidor de reserva). Os equipamentos usados para medir a eletricidade alimentada na rede são auditados anualmente por empresas privadas credenciadas pelo operador nacional do sistema elétrico.
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.
5	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**



Sr. A. Ricardo J. Esparta  
Ecoinvest Carbon Assessoria Ltda.  
Rua Padre João Manoel, 222  
CEP – 01411-000  
São Paulo – SP  
Brasil





**SEÇÃO E. Estimativa das emissões de GEEs por fontes**

**E.1. Estimativa das emissões de GEE por fontes**

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

$$PE_y = 0 \quad \text{Equação 8}$$

**E.2. Fugas estimadas**

Nenhuma fuga foi identificada. Portanto, não é necessário nenhum cálculo de estimativa das emissões de GEEs.

$$L_y = 0 \quad \text{Equação 9}$$

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

$$PE_y + L_y = 0 \text{ tCO}_2e \quad \text{Equação 10}$$

**E.4. Estimativa das emissões antropogênicas por fontes de gases de efeito estufa da linha de base**

De acordo com a metodologia selecionada aprovada (AM0015, 2004), o fator de emissão da linha de base ( $EF_y$ ) é calculado como 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, o sistema elétrico do projeto é definido como sendo a extensão espacial das usinas que podem ser despachadas sem restrições significativas na transmissão. De modo semelhante, o sistema elétrico interligado é definido como o sistema elétrico que está interligado por linhas de transmissão ao sistema elétrico do projeto e no qual as usinas podem ser despachadas sem restrições significativas na transmissão.

O sistema de energia elétrica do Brasil 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 normalmente têm como base usinas termelétricas (SIESE, 2002).



O projeto ZLBC fica no estado de São Paulo e está integrado ao sistema elétrico interligado sul/sudeste/centro-oeste (s/se/co).

Conforme a AM0015, um fator de emissão da linha de base ( $EF_y$ ) é calculado como 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 brasileiro não forneceu dados suficientes, a opção não está atualmente disponível. A margem de operação simples pode ser utilizada somente quando os recursos de baixo custo/operação ininterrupta <sup>13</sup> constituírem menos de 50% do total gerado na rede em: 1) média dos 5 últimos anos, ou 2) com base nos valores normais a longo prazo para produção de energia hidrelétrica. A Tabela 5 mostra a participação de energia hidrelétrica em relação à produção elétrica total no sistema brasileiro interligado s/se/co. Porém, os resultados indicam que a margem de operação simples não se aplica ao Projeto ZLBC.

Ano	Participação de energia hidrelétrica (%)
1999	94,0
2000	90,1
2001	86,2
2002	90,0
2003	92,9

**Tabela 5 - Participação da geração de energia hidrelétrica no sistema brasileiro interligado s/se/co, de 1999 a 2003 (ONS, 2004).**

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

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

---

<sup>13</sup> Custos baixos de operação e recursos inflexíveis normalmente incluem geração hídrica, geotérmica, eólica, de biomassa de baixo custo, nuclear e solar (AM0015, 2004).

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

Onde:

- $\lambda_y$  é a proporção de horas no ano  $y$  (em %) para a qual as fontes de baixo custo/inflexíveis estão na margem,
- $F_{i,j,y}$  é o total de combustível  $i$  (em unidade de massa ou volume) consumido por fontes relevantes de energia  $j$  (análogo para fontes  $k$ ) em ano(s)  $y$ ,
- $j$  é referente às fontes de energia que alimentam eletricidade na rede, não incluindo as usinas de baixo custo de operação e inflexíveis e incluindo as importações para a rede. Para as importações de um sistema elétrico interligado localizado em outro país, o fator de emissão é 0 (zero).
- $k$  é referente às fontes de energia de baixo custo de operação e inflexíveis.
- $COEF_{i,j}$  é o coeficiente de  $CO_{2e}$  de combustível  $i$  ( $tCO_{2e}$  / unidade de massa ou volume de combustível), levando em conta o potencial de emissão de dióxido de carbono equivalente dos combustíveis usados por fontes relevantes de energia  $j$  (análogo para fontes  $k$ ) e a oxidação percentual do combustível em ano(s)  $y$  e
- $GEN_{j,y}$  é a eletricidade (MWh) alimentada na rede pela fonte  $j$  (análogo para fontes  $k$ ).

Os números mais atuais do sistema interligado S-SE-CO foram obtidos do centro nacional de despachos brasileiro, o ONS (*Operador Nacional do Sistema Elétrico*) 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 12 é calculada, como descrito a seguir:

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

Onde:

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

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

$$EF_{OM,y} = \frac{\sum_j F_{i,j,y} \cdot COEF_{i,j}}{\sum_j GEN_{j,y}} \quad \text{Equação 13}$$

Onde:



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

Os recursos não de baixo custo/inflexíveis no sistema interligado brasileiro S-SE-CO são usinas termelétricas de queima de carvão mineral, óleo combustível, gás natural e óleo diesel. Essas plantas geram emissões de gases de efeito estufa, não equilibradas. O produto  $\sum_{i,k} F_{i,k,y} \cdot COEF_{i,k}$  para cada uma das plantas foi obtido a partir de:

$$F_{i,k,y} = \frac{GEN_{i,k,y} \cdot 3.6 \times 10^{-6}}{\eta_{i,k,y} \cdot NCV_i} \quad \text{Equação 14}$$

$$COEF_{i,k} = NCV_i \cdot EF_{CO_2,i} \cdot 44/12 \cdot OXID_i \quad \text{Equação 15}$$

$$\text{Assim: } F_{i,k,y} \cdot COEF_{i,k} = \frac{GEN_{i,k,y} \cdot EF_{CO_2,i} \cdot OXID_i \cdot 44/12 \cdot 3.6 \times 10^{-6}}{\eta_{i,k,y}} \quad \text{Equação 16}$$

Onde a variável e os parâmetros usados são:

- $\sum_{i,j} F_{i,j,y}$  é fornecido em [kg],  $COEF_{i,j}$  em [ $tCO_2e/kg$ ] e  $F_{i,k,y} \cdot COEF_{i,k}$  em [ $tCO_2e$ ]
- $GEN_{i,k,y}$  é a geração de eletricidade para a planta  $k$ , com combustível  $i$ , no ano  $y$ , obtida do banco de dados do ONS, em MWh
- $EF_{CO_2,i}$  é o fator de emissão para o combustível  $i$ , obtido das Diretrizes Revisadas de 1996 do IPCC para Inventários Nacionais de Gases de Efeito Estufa, em  $tC/TJ$ .
- $OXID_i$  é o fator de oxidação para o combustível  $i$ , obtido das Diretrizes Revisadas de 1996 do IPCC para Inventários Nacionais de Gases de Efeito Estufa, em %.
- $44/12$  é o fator de conversão de carbono de  $tC$  para  $tCO_2$ .
- $3,6 \times 10^{-6}$  é o fator de conversão de energia, de MWh para TJ.
- $\eta_{i,k,y}$  é a eficiência térmica da planta  $k$ , operando com combustível  $i$ , no ano  $y$ , obtida do PCF (2003).
- $NCV_i$  é o poder calorífico 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.

<i>Ano</i>	$\frac{\sum_{i,k} F_{i,k,y} \cdot COEF_{i,k}}{\sum_k GEN_{k,y}}$ [tCO <sub>2</sub> /MWh]	$\lambda_y$
2002	0,8504	0,5053
2003	0,9378	0,5312
2004	0,8726	0,5041

**Tabela 6 - 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).**

Com os números do ONS, o primeiro passo foi calcular os fatores de emissão e o fator lambda para a margem de operação simples. Os  $\lambda_y$  fatores são calculados conforme indicado na metodologia AM0015, com os dados obtidos do banco de dados do ONS. A Figura 17, a Figura 18 e a Figura 19 apresentam as curvas de duração da carga e  $\lambda_y$  a determinação para os anos 2002, 2003 e 2004, respectivamente. Os resultados para os anos 2002, 2003 e 2004 são apresentados na Tabela 6.

Por fim, aplicando os números obtidos para calcular  $EF_{OM,simples-ajustada,2001-2003}$  como a média ponderada de  $EF_{OM,simples-ajustada,2001}$ ,  $EF_{OM,simples-ajustada,2002}$  e  $EF_{OM,simples-ajustada,2003}$  e  $\lambda_y$  à Equação 11:

$$\bullet \quad EF_{OM,simples-ajustada,2001-2003} = 0,4310 \text{ tCO}_2\text{/MWh}$$

- **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<sub>2</sub>/MWh) de uma amostra de centrais *m*, como a seguir:

$$EF_{BM,y} = \frac{\sum_{i,m} F_{i,m,y} \cdot COEF_{i,m}}{\sum_m GEN_{m,y}} \quad \text{Equação 17}$$

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.

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

Aplicando os dados do operador nacional do sistema elétrico brasileiro à Equação 17:

$$\bullet \quad EF_{BM,2003} = 0,1256 \text{ tCO}_2\text{/MWh}$$

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

$$EF_y = w_{OM} \cdot EF_{OM,y} + w_{BM} \cdot EF_{BM,y} \quad \text{Equação 18}$$



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

$$EF_{CM,2001-2003} = 0,5 \times 0,4043 + 0,5 \times 0,0937 \quad \text{Equação 19}$$

$$\bullet \quad EF_{BM,2003} = 0,2783 tCO_2/MWh$$

As emissões da linha de base seriam então proporcionais à eletricidade alimentada na rede durante toda a vida útil do projeto. As emissões de linha de base em razão do deslocamento de eletricidade são calculadas multiplicando o fator de emissão de eletricidade da linha de base ( $EF_{CM,2001-2003}$ ) pela geração de eletricidade da atividade de projeto.

$$BE_y = EF_{CM,2001-2003} \times EG_y \quad \text{Equação 20}$$

Assim, para o primeiro período de crédito, as emissões da linha de base ( $BE_y$  em  $tCO_2e$ ) serão calculadas como a seguir:

$$BE_y = 0,2490 \times EG_y \quad \text{Equação 21}$$

#### E.5. A diferença entre E.4 e E.3 que representa as reduções de emissão da atividade de projeto

A redução de emissão pela atividade de projeto ( $ER_y$  em  $tCO_2e$ ) durante um determinado ano ( $y$ ) é a diferença entre as emissões da linha de base ( $BE_y$ ), as emissões do projeto ( $PE_y$ ) e as emissões devido a fugas ( $L_y$ ), como a seguir:

$$ER_y = BE_y - PE_y - L_y = 0,249 \times EG_y - 0 - 0 \quad \text{Equação 22}$$

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

A implementação total do Projeto ZLBC interligado à rede elétrica sul/sudeste/centro-oeste brasileira irá evitar uma emissão estimada anual de cerca de 67,073  $tCO_2e$  e uma redução total de aproximadamente 390,218  $tCO_2e$  durante o primeiro período de crédito de 7 anos (até e incluindo Junho de 2008, veja a Tabela 7)



Anos	Estimativa das reduções estimadas da atividade de projeto (tonneladas de CO <sub>2</sub> e)	Estimativa das reduções de emissão da linha de base (toneladas de CO <sub>2</sub> e)	Estimativa de fuga (toneladas de CO <sub>2</sub> e)	Estimativas das reduções de emissão (tonnes of CO <sub>2</sub> e)
Ano* 1 - ( 2001 )	0,0	28.340	0,0	28.340
Ano 2 - ( 2002 )	0,0	25.487	0,0	25.487
Ano 3 - ( 2003 )	0,0	46.142	0,0	46.142
Ano 4 - ( 2004 )	0,0	61.085	0,0	61.085
Ano 5 - ( 2005 )	0,0	67.073	0,0	67.073
Ano 6 - ( 2006 )	0,0	67.073	0,0	67.073
Ano 7 - ( 2007 )	0,0	67.073	0,0	67.073
Ano** 8 - ( 2008 )	0,0	27.947	0,0	27.947
Total (t de CO <sub>2</sub> e)	0,0	390.218	0,0	390.218

\* De Junho 2001

\*\* até Junho 2008

Tabela 7 – Reduções de emissão estimadas anuais do Projeto ZLBC



## 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.

Como o Projeto ZLBC é a expansão de uma usina com base em eficiência energética, é possível usar o procedimento rápido ("fast-track") para obtenção das licenças (Preparação de um RAP - *Relatório Ambiental Preliminar*). 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

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 são (Resolução CONAMA nº 237/97):

- A licença preliminar (*Licença Prévia* ou LP),
- A licença de construção ("*Licença de Instalação*" ou LI) e
- A licença de operação (*Licença de Operação* ou LO).

A usina BGL tem a autorização emitida pela ANEEL para operar como uma produtora de energia independente (*Resolução ANEEL nº 546 de 8 de outubro de 2002*). A AZL solicitou formalmente à ANEEL para operar como uma produtora independente de energia. Esta solicitação está em análise no processo número 48100.001996/97-93, na ANEEL.

Além disso, as usinas têm as seguintes licenças emitidas pela agência ambiental do estado de São Paulo (CETESB, <http://www.cetesb.sp.gov.br/>):

- BGL - Licença de Operação – nº 7001294 emitida em 28/09/2004.
- AZL - Licença de Operação – nº 7001311 emitida em 15/10/2004.

### 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 necessidade 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 discussão pública com as partes interessadas locais é obrigatória para a obtenção das licenças ambientais de construção e operação e, depois de o projeto já ter recebido essas licenças, conseqüentemente o projeto passou pelo processo de comentários das partes interessadas. A legislação também exige o anúncio da emissão das licenças (LP, LI e LO) no *Diário Oficial do Estado de São Paulo* e no jornal regional para que o processo seja público e para permitir a opinião e as informações do público.

Representantes dos municípios de Lençóis Paulista e Macatuba, onde as instalações estão localizadas, participaram do processo de audiência pública.

Além da discussão pública para obter as licenças ambientais, o projeto solicitou comentários das partes interessadas locais sobre o Projeto de MDL de Co-Geração de Bagaço da Zillo Lorenzetti. Diversas organizações e entidades foram convidadas para comentar o projeto:

- Macatuba e Lençóis Pta, Prefeitura
- Macatuba e Lençóis Pta, Câmara de Vereadores.
- CETESB – Agência ambiental do estado de São Paulo.
- Departamento de Agricultura e Meio Ambiente de Lençóis Pta.
- Departamento do Meio Ambiente de Macatuba
- ABEPPOLAR – Associação Brasileira de Ecologia e de Prevenção à Poluição das Águas e do Ar.
- Ministério Público do Estado de São Paulo

Não foram levantadas preocupações nas convocações públicas relativas ao projeto.

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

O grupo ZL e as usinas açucareiras não receberam nenhum comentário sobre o projeto.

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

Nenhum comentário foi recebido. O projeto foi desenvolvido conforme planejado, incluindo as solicitações feitas pela agência ambiental do estado de São Paulo.



**Anexo 1 – Informações de contato dos participantes na atividade de projeto**

Organização:	Usina Barra Grande de Lençóis S/A
Rua / Caixa Postal:	Rodovia Marechal Rondon, km 289
Cidade:	Lençóis Paulista
Estado/Região:	São Paulo
CEP:	
País:	Brasil
Telefone:	
FAX:	
Representado por	
Cargo:	Diretor
Tratamento:	Sr.
Sobrenome:	Paulo César
Nome:	Ferrari
Departamento:	Financeiro
Email pessoal:	<a href="mailto:pferrari@zilloren.com.br">pferrari@zilloren.com.br</a>

Organização:	Açucareira Zillo Lorenzetti S/A
Rua / Caixa Postal:	Fazenda São José, Zona Rural
Cidade:	Macatuba
Estado/Região:	São Paulo
CEP:	
País:	Brasil
Telefone:	
FAX:	
Representado por	
Cargo:	Diretor
Tratamento:	Sr.
Sobrenome:	Paulo César
Nome:	Ferrari
Departamento:	Financeiro
Email pessoal:	<a href="mailto:pferrari@zilloren.com.br">pferrari@zilloren.com.br</a>





Anexo 2  
INFORMAÇÕES RELATIVAS A FINANCIAMENTO PÚBLICO

Nenhum financiamento público foi nem será usado no presente projeto.



ANEXO 3  
INFORMAÇÕES DA LINHA DE BASE

<b>BGL</b>				
Anos	Capacidade Total Instalada (MW)	Consumo Interno (MW)	Capacidade para exportação(MW)	Eletricidade para a rede (MWh)
Ano 1_2001	25,14	10,50	14,69	62.659
Ano 2_2002	26,70	10,50	16,25	57.780
Ano 3_2003	60,84	19,40	41,44	130.208
Ano 4_2004	60,84	19,40	41,44	167.181
Ano 5_2005	60,84	19,40	41,44	195.965
Ano 6_2006	60,84	19,40	41,44	195.965
Ano 7_2007	60,84	19,40	41,44	195.965

<b>AZL</b>				
Anos	Capacidade Total Instalada (MW)	Consumo Interno (MW)	Capacidade para exportação(MW)	Eletricidade para a rede (MWh)
Ano 1_2001	22,07	11,85	10,22	39.172
Ano 2_2002	22,07	11,85	10,22	33.801
Ano 3_2003	22,07	11,85	10,22	35.591
Ano 4_2004	22,07	11,85	10,22	52.312
Ano 5_2005	22,07	11,85	10,22	45.043
Ano 6_2006	22,07	11,85	10,22	45.043
Ano 7_2007	22,07	11,85	10,22	45.043

**Tabela 8 – ZLBCP – Evolução da geração de eletricidade**

O sistema elétrico brasileiro tem estado historicamente dividido em dois subsistemas: norte/nordeste (n/ne) e sul/sudeste/centro-oeste (s/se/co). Isso se deve principalmente à evolução histórica do sistema físico, que foi naturalmente desenvolvido perto dos maiores centros consumidores do país. A evolução natural dos dois sistemas mostra cada vez mais que haverá uma integração no futuro. Em 1998, o governo brasileiro divulgava o primeiro ramal da linha de interligação entre o s/se/co e o n/ne. Com investimentos de cerca de US\$ 700 milhões, a interligação tinha como objetivo principal, pelo menos na visão do governo, ajudar a resolver desequilíbrios energéticos no país: a região s/se/co poderia alimentar a região n/ne se fosse necessário e vice-versa.



Entretanto, mesmo depois do estabelecimento da interligação, estudos técnicos ainda dividiam o sistema brasileiro em dois (Bosi, 2000)<sup>14</sup>:

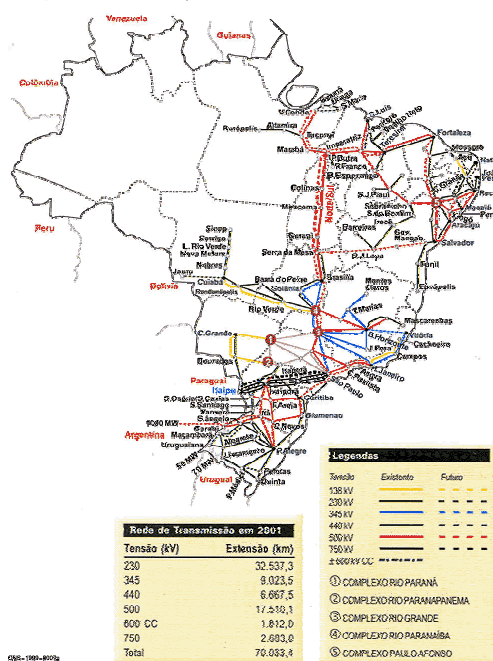
“... onde o sistema elétrico brasileiro é dividido em três subsistemas separados:

- (i) O sistema interligado sul/sudeste/centro-oeste;
- (ii) O sistema interligado norte/nordeste; e
- (iii) Os sistemas isolados (que representam 300 locais que estão eletricamente isolados dos sistemas interligados)”

Além disso, Bosi (2000) fornece uma argumentação forte a favor de se ter as chamadas *linhas de base para múltiplos projetos*:

“Para países grandes com circunstâncias distintas dentro dos seus limites e redes de energia elétrica diferentes com base nessas diferentes regiões, pode ser necessário desagregar as linhas de base para múltiplos projetos no setor elétrico abaixo do nível do país para fornecer uma representação aceitável do ‘que teria ocorrido de outra forma’”.

### Sistema de Transmissão 2001-2003



Por fim, tem que ser levado em consideração que mesmo que os sistemas atualmente estejam interligados, o fluxo de energia entre o n/ne e o s/se/co é severamente limitado pela capacidade das linhas de transmissão. Portanto, somente uma fração da energia total gerada nos dois subsistemas é enviada de um lado para outro. É natural que essa fração possa mudar sua direção e magnitude (até atingir a

<sup>14</sup> Bosi, M. *An Initial View on Methodologies for Emission Baselines: Electricity Generation Case Study* [Uma visão inicial das metodologias para as linhas de base de emissão: estudo de caso de geração de eletricidade]. Agência Internacional de Energia. Paris, 2000.



capacidade da linha de transmissão) dependendo dos padrões hidrológicos, do clima e de outros fatores não controlados. Mas ela não deve representar uma quantidade significativa da demanda de eletricidade de cada subsistema. Também deve ser considerado que somente em 2004 foi concluída a interligação entre se e ne, ou seja, os proponentes de projetos devem estar em conformidade com o banco de dados de geração disponível para eles na época do envio do DCP para validação, deve ser considerada uma situação em que o fluxo de eletricidade entre os subsistemas era ainda mais restrito.

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

As metodologias aprovadas AM0015 e ACM0002 pedem aos proponentes de projetos que levem em conta “todas as fontes de geração que atendem ao sistema”. Dessa forma, quando estiverem aplicando uma dessas metodologias, os proponentes de projetos no Brasil devem procurar e pesquisar todas as usinas que atendem ao sistema brasileiro.

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

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

Os proponentes de projetos, discutindo a viabilidade do uso desses dados, concluíram que eram as informações mais adequadas a serem consideradas na determinação do fator de emissão para a rede brasileira. Na realidade, de acordo com a ANEEL, as plantas despachadas de forma centralizada pelo ONS respondem por 75.547 MW da capacidade instalada até 31/12/2004, do total de 98.848,5 MW instalados 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_Gráficos_mai_2005.pdf)), que inclui a capacidade disponível nos países vizinhos para exportar para o Brasil e as plantas emergenciais, que são despachadas somente em épocas de restrições de eletricidade no sistema. Portanto, mesmo que o cálculo do fator de emissão seja feito sem considerar todas as fontes de geração que atendem ao sistema, cerca de 76,4% da capacidade instalada que atende ao Brasil são considerados, o que é uma quantidade razoável quando se considera a dificuldade para obter informações de despacho no Brasil. Além disso, as demais 23,6% são plantas que não têm seu despacho coordenado pelo ONS, portanto: ou operam com base nos contratos de compra e venda de energia elétrica que não se encontram sob o controle da autoridade de despacho; ou estão localizadas em sistemas não interligados aos quais o ONS não tem acesso. Assim, essa parte não deve ser afetada pelos projetos de MDL, e esse é outro motivo para não as considerar ao determinar o fator de emissão.





Em uma tentativa de incluir todas as fontes de geração, os desenvolvedores de projeto analisaram a opção de pesquisar os dados disponíveis, mas não oficiais, para suprir o hiato existente. A solução encontrada foi o banco de dados da Agência Internacional de Energia criado durante a realização do estudo de Bosi *et al.* (2002). Ao mesclar os dados do ONS com os dados da IEA em uma planilha, os proponentes de projetos puderam considerar todas as fontes de geração interligadas às redes relevantes para determinar o fator de emissão. O fator de emissão calculado foi considerado mais conservador do que o que considera somente os dados do ONS (Tabela 9).

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

**Tabela 9 – Fatores de emissão da margem de operação e de construção a priori e a posteriori (ONS-ADO, 2004; Bosi *et al.*, 2002)**

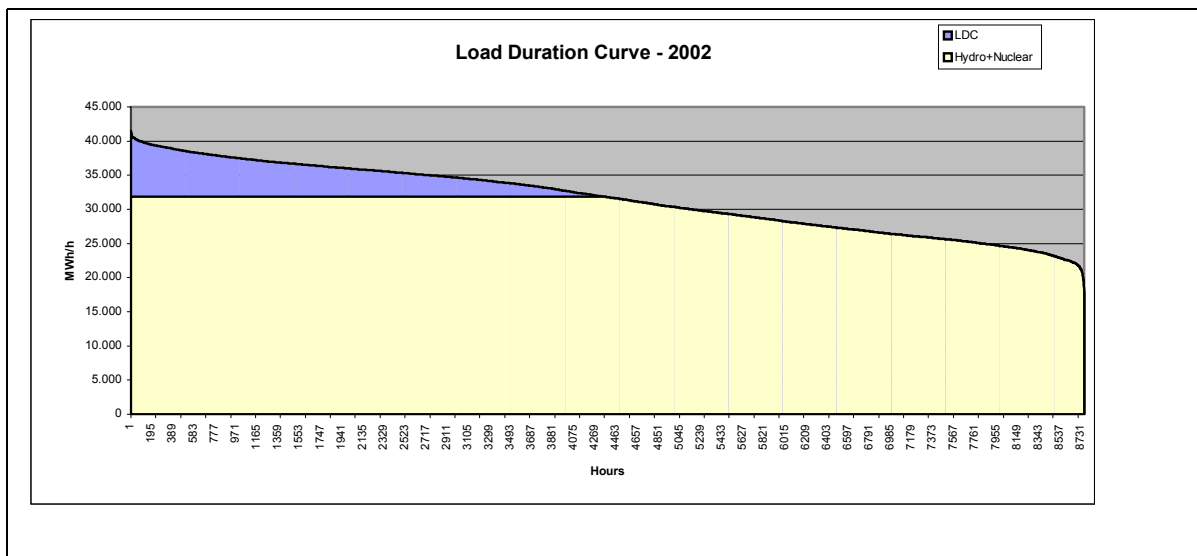
Portanto, considerando toda a análise lógica explicada, os desenvolvedores de projeto optaram pelo banco de dados que considera somente as informações do ONS, pois ele conseguia abordar corretamente a questão da determinação do fator de emissão, da maneira mais conservadora possível.

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

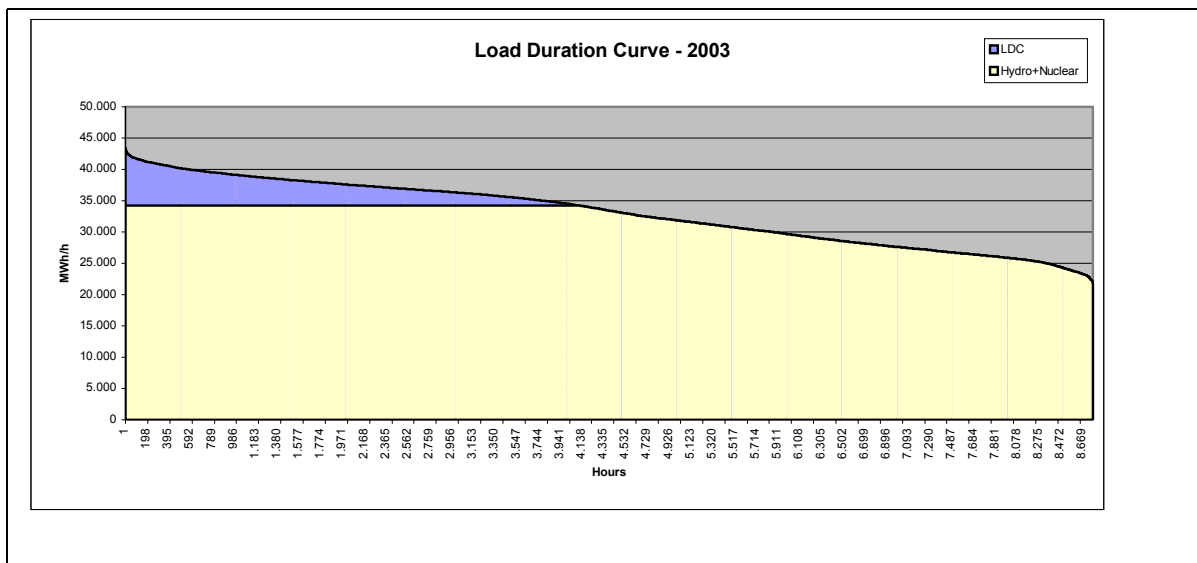
Fatores de emissão para o sistema interligado Sul-Sudeste-Centro-oeste				
Linha de base (incluindo importação)	$EF_{OM}$ [tCO <sub>2</sub> /MWh]	Carga [MWh]	LCMR [GWh]	Importações [MWh]
2002	0,8504	275.402.896	258.720	1.607.395
2003	0,9378	288.493.929	274.649	459.586
2004	0,8726	297.879.874	284.748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



**Tabela 10 – Fatores de emissão para a rede interligada sul/sudeste/centro-oeste brasileira  
(fator da margem de operação simples ajustada)**



**Figura 17: 2002 Curva de duração da carga s/se/co (fonte: ONS – Operador Nacional do Sistema)**



**Figura 18: 2003 Curva de duração da carga s/se/co (fonte: ONS – Operador Nacional do Sistema)**



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



MDL – Conselho Executivo

página 55

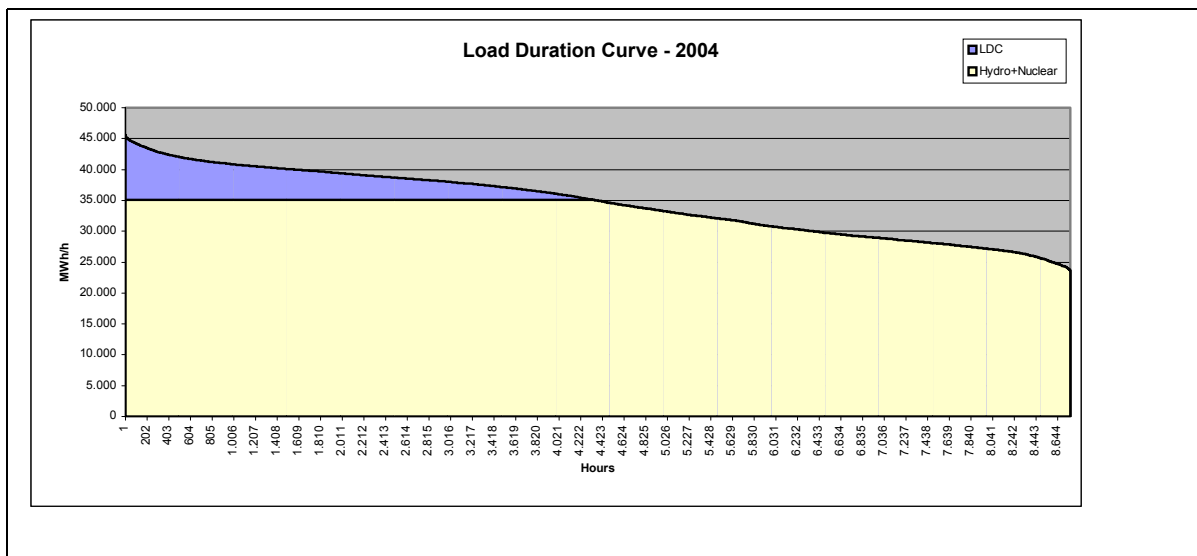


Figura 19: 2004 Curva de duração da carga s/se/co (fonte: ONS – Operador Nacional do Sistema)

	Subsystem*	Fuel source**	Power plant	Operation start [2, 4, 5]	Installed capacity (MW) [1]	Fuel conversion efficiency (%) [2]	Carbon emission factor (gCO <sub>2</sub> /MWh) [3]	Fraction carbon oxidized [3]	Emission factor (gCO <sub>2</sub> /MWh)
1	S-SE-CO	H	Jauru	Sep-2003	121.5	1	0.0	0.0%	0.000
2	S-SE-CO	H	Gauporé	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	Furni (M/G)	Jan-2003	180.0	1	0.0	0.0%	0.000
5	S-SE-CO	H	Itiquira I	Sep-2002	156.1	1	0.0	0.0%	0.000
6	S-SE-CO	G	Araucária	Sep-2002	484.5	0.3	15.3	99.5%	0.670
7	S-SE-CO	G	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	Rosai	Jun-2002	55.0	1	0.0	0.0%	0.000
12	S-SE-CO	G	Ibirê	May-2002	226.0	0.3	15.3	99.5%	0.670
13	S-SE-CO	H	Canal 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	822.6	0.24	15.3	99.5%	0.837
18	S-SE-CO	H	Lajeado (ANEEL res. 402/2001)	Nov-2001	922.5	1	0.0	0.0%	0.000
19	S-SE-CO	G	Eletrobrás	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 (Mário Covas)	Aug-2001	529.2	0.3	15.3	99.5%	0.670
22	S-SE-CO	G	W. Aripa	Jan-2001	194.0	0.25	15.3	99.5%	0.804
23	S-SE-CO	G	Uruguiana	Jan-2000	639.9	0.45	15.3	99.5%	0.447
24	S-SE-CO	H	S. Caxias	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	70.0	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 (Mário Covas)	Oct-1998	529.2	0.27	20.2	99.0%	0.978
30	S-SE-CO	H	Sobradinho	Sep-1998	60.0	1	0.0	0.0%	0.000
31	S-SE-CO	H	PCH EMAE	Jan-1998	26.0	1	0.0	0.0%	0.000
32	S-SE-CO	H	PCH EEE	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 CELSC	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	Gulmair 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	1,280.0	1	0.0	0.0%	0.000
50	S-SE-CO	H	Taquaricup	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	Ita	Jan-1987	1,450.0	1	0.0	0.0%	0.000
54	S-SE-CO	H	Rosiana	Jan-1987	399.2	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. Imbós	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

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

Este modelo não deve ser alterado. Deve ser completado sem modificar/adicionar cabeçalhos ou logotipo, formato ou fonte.



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



MDL – Conselho Executivo

página 56

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

	Subsystem*	Fuel source**	Power plant	Operation start [2, 4, 5]	Installed capacity (MW) [1]	Fuel conversion efficiency (%) [2]	Carbon emission factor (tCO <sub>2</sub> /tJ) [3]	Fraction carbon oxidized [3]	Emission factor (tCO <sub>2</sub> /MW)
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	Capiwara	Jan-1977	640.0	1	0.0	0.0%	0.000
69	S-SE-CO	H	S. Osório	Jan-1975	1.078.0	1	0.0	0.0%	0.000
70	S-SE-CO	H	Marimbondo	Jan-1975	1.440.0	1	0.0	0.0%	0.000
71	S-SE-CO	H	Promissão	Jan-1975	264.0	1	0.0	0.0%	0.000
72	S-SE-CO	C	Pres. Medici	Jan-1974	446.0	0.26	26.0	98.0%	1.294
73	S-SE-CO	H	Volta Grande	Jan-1974	380.0	1	0.0	0.0%	0.000
74	S-SE-CO	H	Porto Colômbia	Jan-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	Algrete	Jan-1968	66.0	0.26	20.7	99.0%	1.040
87	S-SE-CO	G	Campos (Roberto Silveira)	Jan-1968	30.0	0.24	15.3	99.5%	0.837
88	S-SE-CO	G	Santa Cruz (RJ)	Jan-1968	766.0	0.31	15.3	99.5%	0.848
89	S-SE-CO	H	Paraibuna	Jan-1968	85.0	1	0.0	0.0%	0.000
90	S-SE-CO	H	Limoeiro (Armando Salles de Oliveira)	Jan-1967	32.0	1	0.0	0.0%	0.000
91	S-SE-CO	H	Caconde	Jan-1966	80.4	1	0.0	0.0%	0.000
92	S-SE-CO	C	J.Lacerda C	Jan-1965	363.0	0.25	26.0	98.0%	1.345
93	S-SE-CO	C	J.Lacerda B	Jan-1965	262.0	0.21	26.0	98.0%	1.602
94	S-SE-CO	C	J.Lacerda A	Jan-1965	232.0	0.18	26.0	98.0%	1.869
95	S-SE-CO	H	Bariri (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	Barragem Bonita	Jan-1963	140.8	1	0.0	0.0%	0.000
100	S-SE-CO	C	Charqueadas	Jan-1962	72.0	0.23	26.0	98.0%	1.462
101	S-SE-CO	H	Jurumirim (Armando A. Laydner)	Jan-1962	97.7	1	0.0	0.0%	0.000
102	S-SE-CO	H	Jacui	Jan-1962	180.0	1	0.0	0.0%	0.000
103	S-SE-CO	H	Pereira Passos	Jan-1962	99.1	1	0.0	0.0%	0.000
104	S-SE-CO	H	Tres Marias	Jan-1962	396.0	1	0.0	0.0%	0.000
105	S-SE-CO	H	Euclides da Cunha	Jan-1960	108.8	1	0.0	0.0%	0.000
106	S-SE-CO	H	Camargos	Jan-1960	46.0	1	0.0	0.0%	0.000
107	S-SE-CO	H	Santa Branca	Jan-1960	56.1	1	0.0	0.0%	0.000
108	S-SE-CO	H	Cachoeira Dourada	Jan-1959	658.0	1	0.0	0.0%	0.000
109	S-SE-CO	H	Salto Grande (Lucas N. Garcez)	Jan-1958	70.0	1	0.0	0.0%	0.000
110	S-SE-CO	H	Salto Grande (MG)	Jan-1956	102.0	1	0.0	0.0%	0.000
111	S-SE-CO	H	Mascarenhas de Moraes (Peixoto)	Jan-1956	478.0	1	0.0	0.0%	0.000
112	S-SE-CO	H	Itutinga	Jan-1955	52.0	1	0.0	0.0%	0.000
113	S-SE-CO	C	S. Jerônimo	Jan-1954	20.0	0.26	26.0	98.0%	1.294
114	S-SE-CO	O	Carioba	Jan-1954	36.2	0.3	20.7	99.0%	0.902
115	S-SE-CO	O	Piratininga	Jan-1954	472.0	0.3	20.7	99.0%	0.902
116	S-SE-CO	H	Canastra	Jan-1953	42.5	1	0.0	0.0%	0.000
117	S-SE-CO	H	Nilo Peçanha	Jan-1953	378.4	1	0.0	0.0%	0.000
118	S-SE-CO	H	Fontes Nova	Jan-1940	130.3	1	0.0	0.0%	0.000
119	S-SE-CO	H	Henry Borden Sub.	Jan-1926	420.0	1	0.0	0.0%	0.000
120	S-SE-CO	H	Henry Borden Ext.	Jan-1926	469.0	1	0.0	0.0%	0.000
121	S-SE-CO	H	I. Pombos	Jan-1924	189.7	1	0.0	0.0%	0.000
122	S-SE-CO	H	Jaguari	Jan-1917	11.8	1	0.0	0.0%	0.000
Total (MW) =					64.478.6				
* Subsystem: S - south, SE-CO - Southeast-Midwest									
** Fuel source (C, bituminous coal; D, diesel oil; G, natural gas; H, hydro; N, nuclear; O, residual fuel oil).									
[1] Agência Nacional de Energia Elétrica. Banco de Informações da Geração (http://www.aneel.gov.br/, data collected in november 2004).									
[2] Bosi, M., A. Laurence, P. Maldonado, R. Schaeffer, A.F. Simoes, H. Winkler and J.M. Lukamba. Road testing baselines for GHG mitigation projects in the electric power sector. OECD/IEA information paper, October 2002.									
[3] Intergovernmental Panel on Climate Change. Revised 1996 Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories.									
[4] Operador Nacional do Sistema Elétrico. Centro Nacional de Operação do Sistema. Acompanhamento Diário da Operação do SIN (daily reports from Jan. 1, 2001 to Dec. 31, 2003).									
[5] Agência Nacional de Energia Elétrica. Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Geração. Resumo Geral dos Novos Empreendimentos de Geração (http://www.aneel.gov.br/, data collected in november 2004).									

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

Este modelo não deve ser alterado. Deve ser completado sem modificar/adicionar cabeçalhos ou logotipo, formato ou fonte.



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 conectados 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.



### Anexo 5

#### Bibliografia

- AM0015 (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.
- ACM0002 (2004).** *Metodologia de Linha de Base Consolidada Aprovada 0002 – Metodologia Consolidada para geração de eletricidade interligada da rede de fontes renováveis.* UNFCCC, Conselho Executivo do MDL 15º Relatório de Reunião, 3 de setembro de 2004, Anexo 2.
- 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. (2000).** *An Initial View on Methodologies for Emission Baselines: Electricity Generation Case Study* [Uma visão inicial das metodologias para as linhas de base de emissão: estudo de caso de geração de eletricidade]. Agência Internacional de Energia. Paris, 2000.
- 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.
- CGE/CBEE (2002).** Programa de Energia Emergencial. Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica – Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial.
- 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.
- Macedo, I. C. (2000).** *O ciclo da cana-de-açúcar e reduções adicionais de CO<sub>2</sub>.* CTC - Centro de Tecnologia Copersucar.
- OCDE (2001).** *OECD Economic Surveys: Brasil.* Organization for Economic Co-Operation and Development, Paris, França.
- OCDE (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.



- 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 de 1º de janeiro de 2001 a 31 de dezembro de 2003.
- 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.
- 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).