



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 créditos
- D. Aplicação de uma metodologia e plano de monitoramento
- E. Estimativa das emissões de GEEs por fontes
- F. Impactos ambientais
- G. Comentários das partes interessadas

Anexos

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



SEÇÃO A. Descrição geral da atividade de projeto

A.1. Título da atividade de projeto

Projeto de co-geração da Usinas Itamarati (doravante denominado simplesmente “**PROJETO**”).

Número da versão do DCP: 2

Data: 16 de Novembro de 2005.

A.2. Descrição da atividade de projeto

A Usinas Itamarati é uma das maiores usinas de açúcar brasileiras. Começou suas operações em 1980 na região centro-oeste do País, na cidade de Nova Olímpia, a 200 km de distância de Cuiabá, capital do Mato Grosso.

A Usinas Itamarati tem implementado em suas atividades programas de qualidade com base na abordagem da tríplice conta de resultados. Tais programas abrangem a saúde do trabalhador, a qualidade de seus produtos e serviços e a conservação, mitigação e preservação dos recursos naturais.

A Usinas Itamarati também implementou o “Sistema de Gestão Ambiental” (SGA), que continuamente contribui para um melhor comprometimento e preocupação ambientais por parte dos trabalhadores, direção, clientes, fornecedores e comunidade. Além disso, a Usina Itamarati foi a primeira usina de açúcar e álcool a obter a certificação ISO 9000/versão 2000, em 2001. Em 2002, a área de energia do grupo também recebeu a certificação ISO.

A “Fundação Abrinq” também certifica a empresa desde 2001. Essa é uma importante organização não governamental brasileira que defende os direitos da criança. A Master Cana também concedeu à empresa, em 2001 e 2003, o título de "Usina do Ano" na categoria "Qualidade Total". O prêmio Master Cana é um título concedido pela ProCana, cuja missão é promover o desenvolvimento sustentado no agronegócio da cana-de-açúcar.

Durante a última estação de safra, a Usinas Itamarati processou 6.574.350 toneladas de cana-de-açúcar; produziu, 6.409.420 sacas de 50 kg de açúcar, 230.193.594 litros de álcool anidro e 92.157.175 litros de álcool hidratado; além disso, gera sua própria eletricidade.

Em 08/2001, o PROJETO vendeu o seu primeiro MWh à rede elétrica local, a CEMAT-REDE. Há um CCVE (Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica) assinado com a CEMAT-REDE para o período de 07/2001 a 07/2011, para a comercialização de 31.800 MW durante a estação.

Em 2001, a Usinas Itamarati S.A. atualizou seus equipamentos com o objetivo de usar bagaço de forma mais eficiente na co-geração de eletricidade (veja Figura 1). Uma co-geração mais eficiente deste combustível renovável permite que o PROJETO venda um excedente de eletricidade à rede e cria uma vantagem competitiva.



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.

Além 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 com as partes e com as entidades públicas/privadas envolvidas na atividade de projeto estão relacionadas no Anexo 1.

Nome da parte envolvida (*) ((anfitrião) indica uma Parte anfitriã)	Entidade(s) privada(s) e/ou pública(s) participante(s) do projeto (*) (se for o caso)	Indique se a Parte envolvida deseja ser considerada como participante do projeto (Sim/Não)
Brasil (anfitrião)	Usinas Itamarati S.A.	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 – Partes e entidades públicas/privadas envolvidas na atividade de projeto

A.4. Descrição técnica da atividade de projeto

A.4.1. Localização da atividade de projeto

A.4.1.1. [Parte(s) anfitriã(s)]

Brasil

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

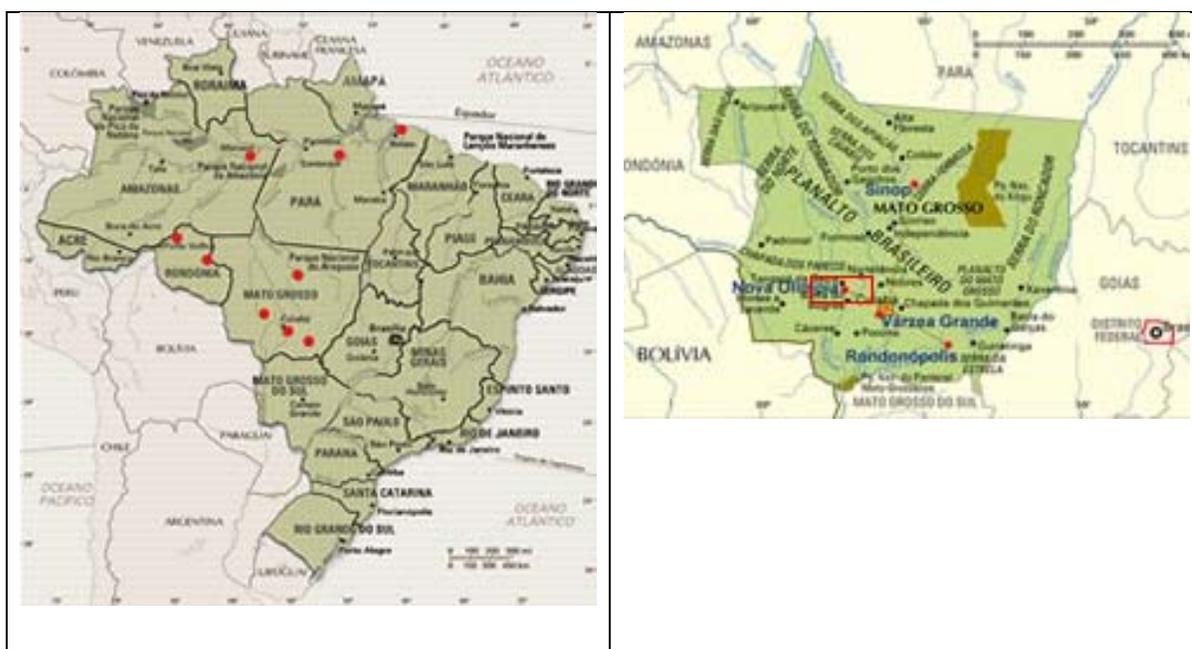
Centro-oeste / estado do Mato Grosso

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

Nova Olímpia

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

O PROJETO fica na Usinas Itamarati, centro-oeste brasileiro, no estado do Mato Grosso, na cidade de Nova Olímpia, que tem aproximadamente 17.917 habitantes de acordo com o IBGE, 2004, (coordenadas: sul, latitude: 14°49'; oeste, longitude: 57°19'60"; altitude 196 m). Veja Figura 2, Figura 3, e Figura 4.



**Figura 2 – Posição geográfica da cidade de Nova Olímpia (fonte: Usinas Itamarati, 2005
<http://www.usinasitamarati.com.br>)**

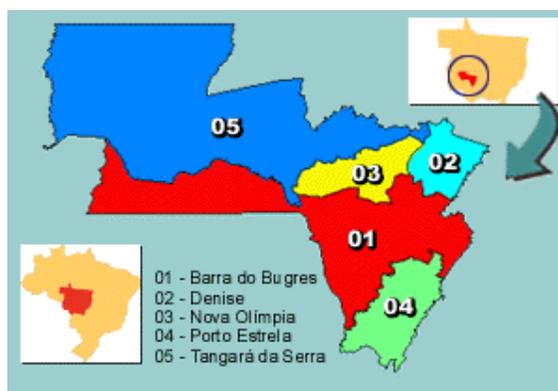


Figura 3 – Divisão política do Brasil, mostrando o estado do Mato Grosso e a cidade de Nova Olímpia (fonte: Fonte: City Brazil, 2005 <http://www.citybrazil.com.br>)

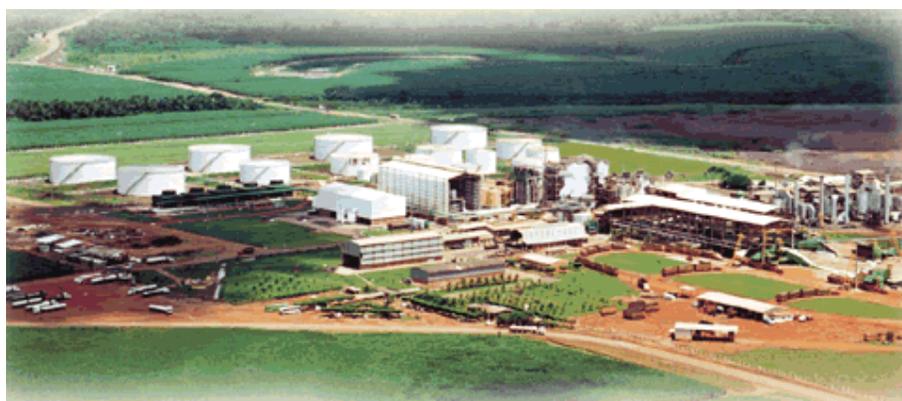


Figura 4 – Visão geral da Usinas Itamarati (fonte: Usinas Itamarati <http://www.uisanet.com.br>)

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, 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 exaustão, usados para produzir vapor nas caldeiras. O vapor é usado para gerar eletricidade em uma máquina do ciclo Rankine.

O ciclo Rankine é uma máquina térmica com um ciclo de energia a vapor, como pode ser visto na Figura 5. 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".

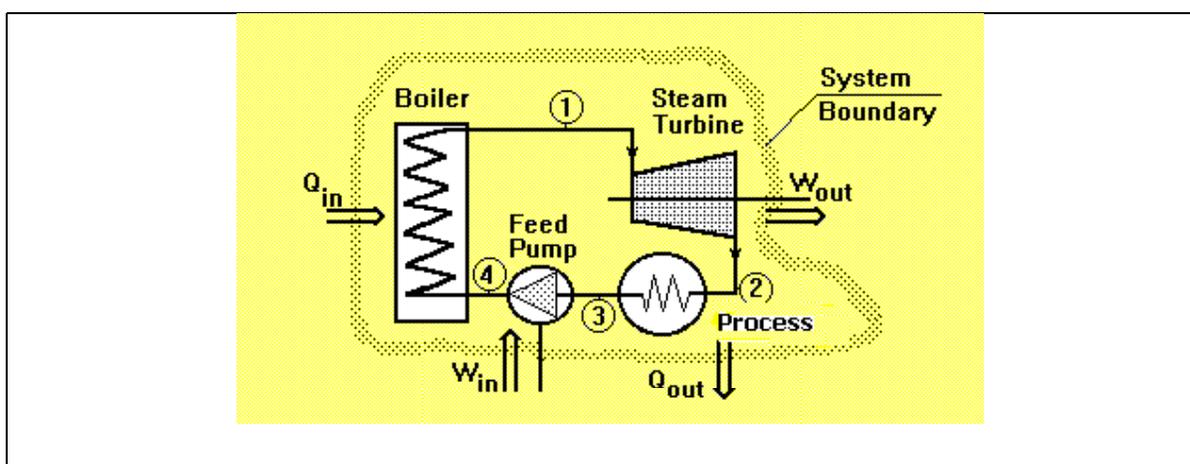


Figura 5 – Ciclo Rankine (fonte: Taftan Data, 1998)

- O PROJETO opera com uma configuração que usa uma caldeira de alta pressão e uma turbina de contrapressão de múltiplos estágios acoplada a um novo gerador. Há um excedente de energia de 31.800 MW, quando da operação à plena capacidade da estação (março a dezembro), e a planta exporta entre 14.800 MWh e 31.800 MWh todos os anos desde 2001, considerando 60% do fator de capacidade na estação da safra.

A planta de energia Itamarati utiliza os equipamentos a seguir, atualizados em 2001:

	Turbo Geradores	Caldeiras
Situação Anterior	4 MW 21kgf/cm ² (desativado)	03 caldeiras 21kgf/cm²
Antes de 2001	12 MW 42kgf/cm ²	21kgf/cm ² 95t/h
	12 MW 42kgf/cm ²	21kgf/cm ² 80t/h
		21kgf/cm ² 80t/h
		02 caldeiras 42kgf/cm²
		42kgf/cm ² 100t/h
		42kgf/cm ² 170t/h
Situação Atual	12 MW 42kgf/cm ²	03 caldeiras 21kgf/cm²
Depois de 2001	12 MW 42kgf/cm ²	21kgf/cm ² 95t/h



18 MW 42kgf/cm² (turbo gerador novo) 21kgf/cm² 80t/h
21kgf/cm² 80t/h
03 caldeiras 42kgf/cm²
42kgf/cm² 100t/h
42kgf/cm² 170t/h
42kgf/cm² 150t/h (caldeira nova)

- Subestação: 15.000/20.000 kV
- Linha de transmissão: 13.8 kV

A Usinas Itamarati treina a equipe local anualmente com foco nas seguintes questões:

- NR 10¹: Norma técnica para instalações e serviços em eletricidade;
- NR 13: Norma técnica para caldeiras e vasos de pressão;

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

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

O fator de emissão da linha de base é calculado como uma margem combinada, consistindo na combinação dos fatores da margem de operação e da margem de construção. Para fins de determinação dos fatores de emissão da margem de construção e da margem de operação, um sistema elétrico do projeto é definido como sendo a extensão espacial das centrais que podem ser despachadas sem restrições significativas na transmissão. De modo semelhante, um sistema elétrico interligado é definido como um que é interligado por linhas de transmissão ao sistema elétrico do 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

¹ Ministério do Trabalho e Emprego (www.mte.gov.br). Departamento Federal do Trabalho



A estimativa de redução nas emissões do PROJETO calcula as diminuições de GEE derivadas da eletricidade renovável vendida à rede, que de outro modo seria gerada pela operação de centrais

Years	Annual estimation of emission reductions in tonnes of CO _{2e}
Year 1_2001	4,136
Year 2_2002	8,799
Year 3_2003	9,872
Year 4_2004	8,790
Year 5_2005	8,850
Year 6_2006	8,850
Year 7_2007	8,850
Total estimated reductions (tonnes of CO_{2e})	58,147
Total number of crediting years	7
Annual average over the crediting period of estimated reductions (tonnes of CO_{2e})	8,307

conectadas à rede (Tabela 2).

Tabela 2– Redução estimada nas emissões do PROJETO

Com uma linha de base de 278 kgCO₂/MWh, a implementação do PROJETO interligado à rede elétrica interligada brasileira irá gerar uma redução anual estimada de 8.307 tCO₂ durante todo o período e uma redução total de 58.147 tCO₂ durante o primeiro período de crédito.

A.4.5. Financiamento público da atividade de projeto

Não há financiamento público envolvido neste projeto.



SEÇÃO B. Aplicação de uma metodologia de linha de base

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

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

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

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

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 fica instalado dentro da Usinas Itamarati. A usina açucareira atualizou a central para gerar excesso de eletricidade a fim de exportar para a rede e utilizar em equipamentos elétricos de irrigação, usando a mesma quantidade de bagaço anterior à atualização. O bagaço é totalmente fornecido pela Usinas Itamarati.

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 da Usinas Itamarati, 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 de açúcar no Brasil; portanto, projetos como a Itamarati somente poderiam ser desenvolvidos pelo setor privado.

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

A Usinas Itamarati produz a mesma quantidade de cana-de-açúcar e bagaço de antes da implementação da atividade do 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 porcentagem de fibra presente na cana-de-açúcar poderia influenciar a quantidade de bagaço (veja a Tabela 3).

Season	Sugarcane Produced	Bagasse Produced
2001/2002	5,270,109	1,422,929
2002/2003	5,774,292	1,559,059
2003/2004	7,034,356	1,899,276
2004/2005	6,574,350	1,775,075

Tabela 3- Histórico de geração de bagaço (t) na Usinas Itamarati

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 dezembro na região centro-oeste, até o início da próxima estação de colheita em março. O volume de bagaço armazenado entre estações é insignificante, menos de 2% 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 atende a todos os requisitos de "adicionalidade" (veja a aplicação da "ferramenta de adicionalidade²" 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 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 centrais podem ser despachadas sem restrições significativas na transmissão).

Years	Total installed capacity (MW)	Installed Capacity (MW) to internal use	Installed Capacity (MW) to export to the grid	Capacity Factor %	Hours of operation during the year	MWh year exported to the grid
Year 1_2001	38	18	7	90%	2,359	14,862
Year 2_2002	38	18	7	90%	5,018	31,616
Year 3_2003	38	18	7	90%	5,631	35,474
Year 4_2004	38	18	7	90%	5,014	31,586
Year 5_2005	38	18	7	90%	5,048	31,800
Year 6_2006	38	18	7	90%	5,048	31,800
Year 7_2007	38	18	7	90%	5,048	31,800

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

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

Os seguintes passos são necessários para as demonstrações e para a avaliação da adicionalidade do projeto Itamarati:

² 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/>



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

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 7). Apesar da expectativa elevada, os investimentos na nova geração não acompanharam o aumento no consumo.

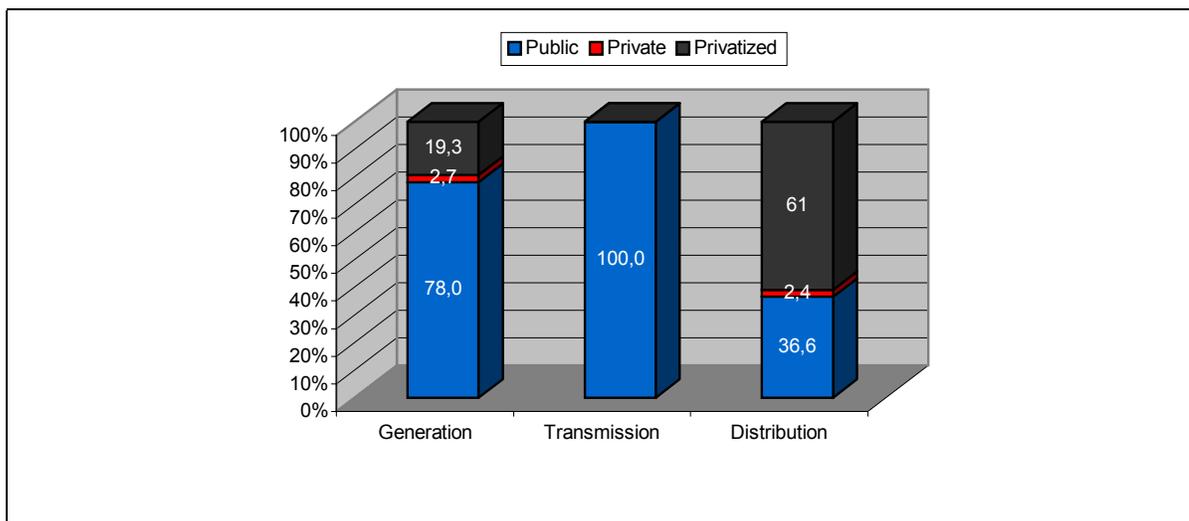


Figura 7 – Participação do capital privado no mercado de eletricidade brasileiro em dezembro de 2000
(Fonte: BNDES, 2000).

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, conforme pode ser visto na Figura 8.

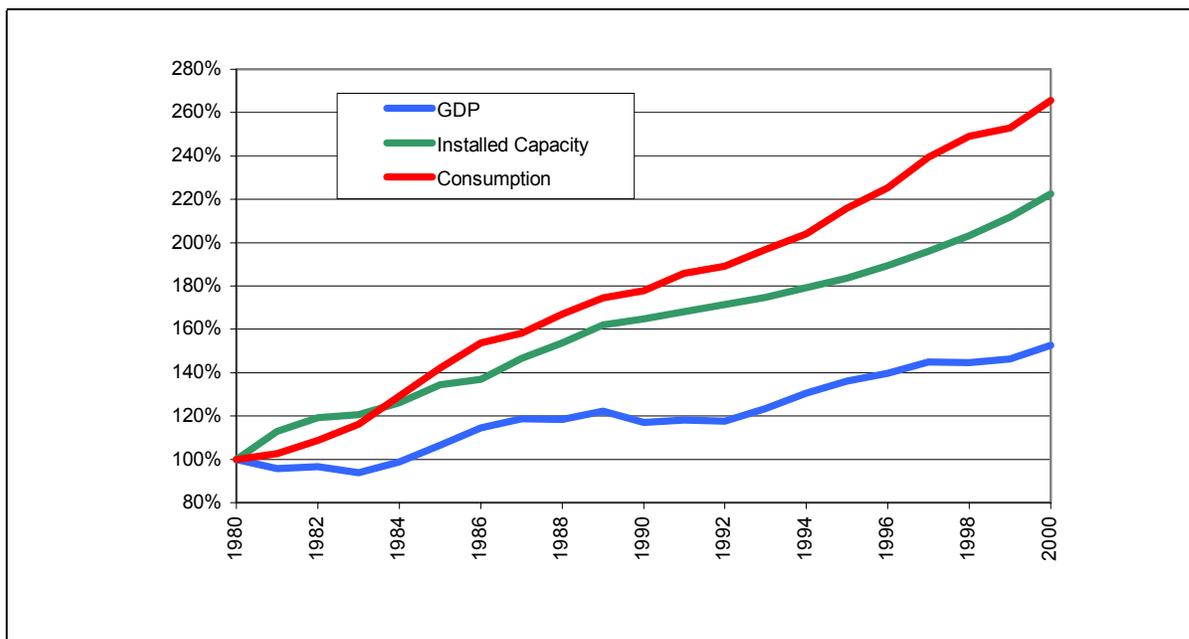


Figura 8 – Variação cumulativa do PIB, fornecimento (capacidade instalada) e demanda de eletricidade (consumo). Fonte: Eletrobrás, IBGE.

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

A outra alternativa (aumentar o fator de capacidade das plantas antigas) foi realmente a mais largamente utilizada, como podemos ver na Figura 9. Para entender se este aumento no fator de capacidade trouxe conseqüências 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. Figura 10 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.

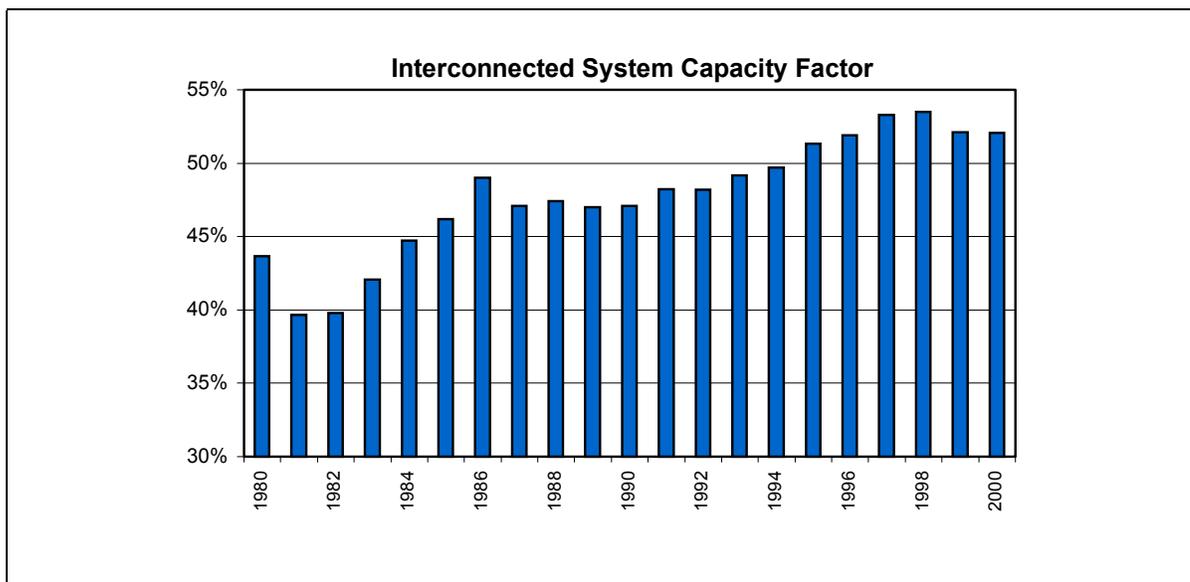


Figura 9 – Evolução da taxa da energia gerada em relação à capacidade instalada (Fonte: Eletrobrás).

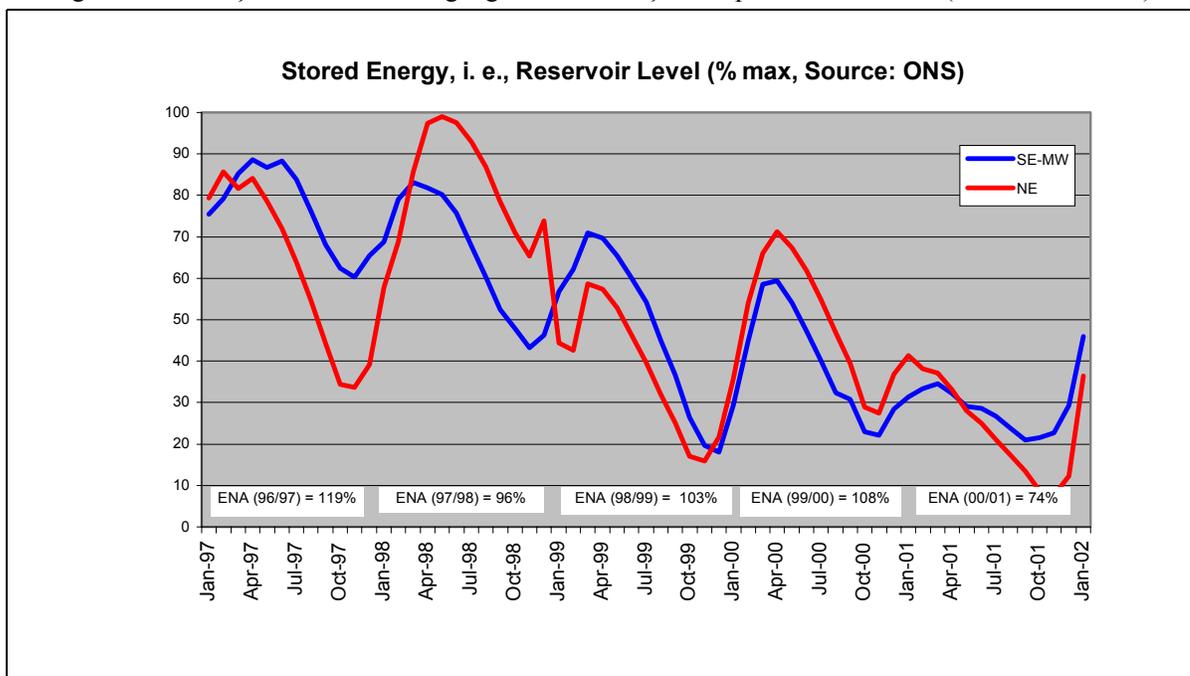


Figura 10 – Evolução da capacidade armazenada de água nos subsistemas interligados do Sudeste/Centro-Oeste (SE-CO) e do Nordeste (NE) e a intensidade da precipitação na estação chuvosa (ENA) na região sudeste comparada com a média histórica (Fonte: ONS).

Consciente das dificuldades desde fins da década de 90, o governo brasileiro sinalizou que era estrategicamente importante para o país aumentar a geração termelétrica e, conseqüentemente, ser menos dependente da energia hidrelétrica. Considerando isso, o governo federal lançou, no início de 2000, o PPT (*Plano Prioritário de Termelétricas*), Decreto Federal 3.371 de 24 de fevereiro de 2000 e a Portaria



43 do Ministério de Minas e Energia de 25 de fevereiro de 2000, planejando originalmente a construção de 47 usinas termelétricas utilizando o gás natural boliviano, totalizando 17.500 MW de capacidade instalada nova até dezembro de 2003. Durante 2001 e o início de 2002, o plano foi reorganizado de modo a contemplar 40 centrais e 13.637 MW a serem instalados até dezembro de 2004 (Art. 29 da Lei Federal 10.438 de 26 de abril de 2002). Em dezembro de 2004 havia 20 plantas em operação, totalizando aproximadamente 9.700 MW.

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

Está claro que a energia hidrelétrica é e continuará sendo a principal fonte responsável pela eletricidade de base no Brasil. Porém, a maioria dos - se não todos os - recursos hídricos no sul e sudeste do país foi 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 (Schaeffer *et al.*, 2000). Com as descobertas de vastas reservas de gás natural na Bacia de Santos em 2003 (Figura 11) 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.

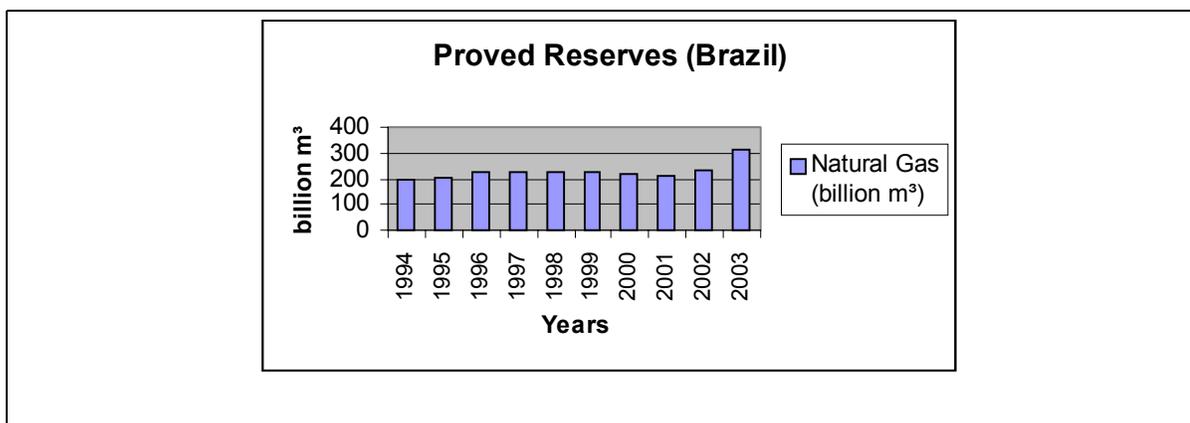


Figura 11 – Reservas provadas históricas nacionais de gás natural (Fonte: Petrobrás)

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 média de todos os preços contratados para longo prazo, e será o mesmo para todas as companhias de distribuição.



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

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

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



Barreira para investimentos

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

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

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

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

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

O título com mais liquidez do governo é o LFT (títulos de taxa flutuante com base na taxa de referência diária do Banco Central). A partir de janeiro de 2004, 51,1% da dívida interna federal estava em LFTs e tinha duração de um dia. Essa taxa do título é quase igual a taxa do CDI - Certificado de Depósito Interbancário que é influenciada pela taxa SELIC, definida pelo COPOM³.

A taxa SELIC tem oscilado desde 1996, de um mínimo de 15% a.a. em janeiro de 2001 até um máximo de 45% a.a. em março de 1999, como é possível ver na Figura 12.

3 COPOM – Comitê de Política Monetária.

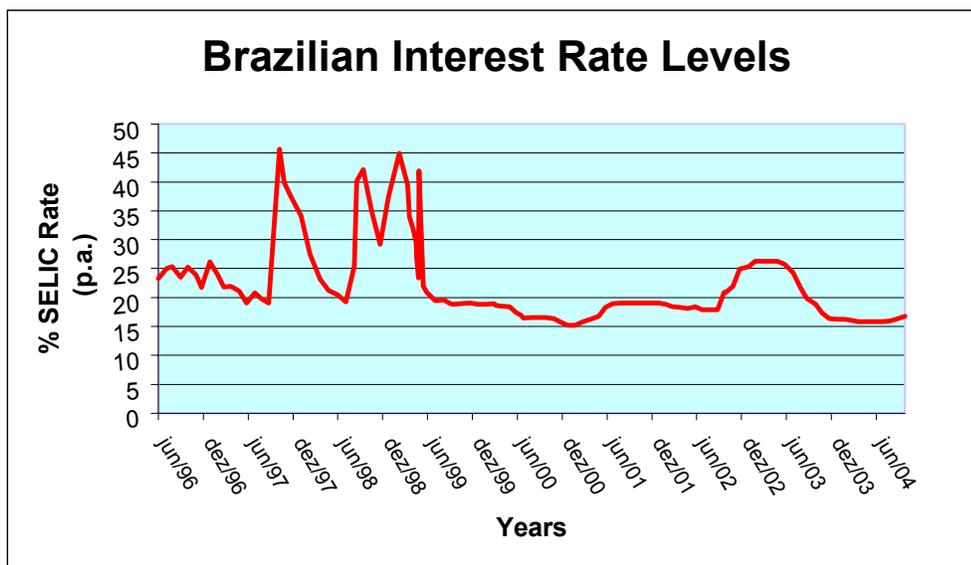


Figura 12 – Taxa SELIC (fonte: Banco Central do Brasil)

O projeto foi criado com base em capital próprio e foi planejado com uma TIR (Taxa Interna de Retorno) financeira esperada de cerca de 17% ao ano (Tabela 4). 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 de RCEs faz com que a TIR do projeto aumente em pontos básicos, de 15,2% para 17,8%. Esse aumento no retorno compensaria o risco adicional do investidor com este projeto.

Financial Sensitivity Analysis - BK Itamarati			
SELIC rate* (1996 - 2004)	%	Project NPV	Project NPV with CER
Maximum Level	45.00%	(R\$ 5,540,994)	(R\$ 4,982,525)
Average	22.36%	(R\$ 3,437,089)	(R\$ 2,127,957)
Minimum Level	15.25%	(R\$ 75,909)	R\$ 1,877,283
Current Discount Rate	17.00%	(R\$ 1,212,853)	R\$ 540,976
Project IRR		15.15%	17.84%

Tabela 4 – Análise de sensibilidade financeira

Além do aumento de 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 Itamarati 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.

Barreira ao negócio principal

Além de todas essas barreiras mencionadas acima, as usinas açucareiras não têm um incentivo para investir em suas próprias centrais. Em geral, as receitas da venda de eletricidade em um projeto de co-geração representam menos de 1% das receitas totais de uma usina de açúcar. 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.

Barreira institucional

Como descrito acima, desde 1995 as políticas governamentais do mercado de eletricidade do governo estão em permanente alteração no Brasil. Um número excessivo de leis e normas foi criado para tentar organizar e fornecer incentivos para os novos investimentos no setor energético. Os resultados dessa instabilidade regulatória foram contrários ao que se tentava alcançar. Durante o período de racionamento os preços de eletricidade ultrapassaram R\$ 600/MWh (cerca de US\$ 200/MWh) e o preço marginal projetado para a nova energia chegou em níveis de R\$ 120 a 150/MWh (cerca de US\$ 45). No meio de 2004 o preço médio estava abaixo de R\$ 50/MWh (menos de US\$ 20/MWh). A volatilidade do preço da eletricidade no Brasil tem uma correlação com a instabilidade das políticas governamentais no período, com 3 diferentes ambientes regulatórios em 10 anos (de 1995 a 2004). Teoricamente, o novo marco regulatório tem o potencial de reduzir consideravelmente o risco do mercado. Porém, somente o tempo poderá provar a eficiência do novo modelo em relação à redução dos riscos do mercado e à atração de investimento privado⁴. Nesse sentido, será interessante avaliar os resultados do primeiro leilão de licenças para a construção de novas centrais a fim de se fazer uma avaliação correta do sucesso da implementação do novo marco regulatório.

Barreira cultural

A história da indústria sucroalcooleira tem demonstrado que ela é um negócio tradicional estável e que tem ajudado firmemente a apoiar a economia do país. Ela tem desfrutado historicamente de apoio governamental, como preços fixos e subsídios. Outra característica deste setor é a especialização em

⁴ 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.



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.

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

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

Passo 4. Análise da prática comum

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

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

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

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 CCVE e as possíveis multas por não cumprimento do contrato. Além disso, os produtores tradicionais de açúcar preferem concentrar os investimentos em seu negócio costumeiro (açúcar e etanol) do que empreenderem novos projetos, com novos riscos e retornos baixos (veja Barreira para investimentos), dos quais têm pouco ou nenhum know-how.

Independentemente dos riscos e barreiras mencionados acima, a principal razão do reduzido número de atividades de projetos semelhantes é o custo econômico. A viabilidade do projeto exige um contrato CCVE com uma concessionária, 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/MWh⁵ 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, 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 PROJETO de diversificar suas receitas e de se proteger contra a volatilidade dos preços do açúcar e do etanol foi fundamental para a empresa desenvolver esse projeto pioneiro e criar a PROJECT. 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

⁵ MME – Ministério de Minas e Energia



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 da açúcar do mundo. Desde então, a cana-de-açúcar representa uma parte importante do setor agrícola brasileiro.

Atualmente, no Brasil, existem mais de 5 milhões de hectares de terra produzindo cana-de-açúcar e mais de 320 usinas açucareiras que produzem açúcar, etanol e eletricidade para seu próprio consumo de energia. Conseqüentemente, o potencial de geração de eletricidade para comercialização (exportação para a rede) está estimado em cerca de 12 GW. Esse potencial sempre existiu e cresceu junto com o setor sucroalcooleiro. Entretanto, os investimentos para ampliar as centrais 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. Além disso, o MDL ajudou a superar as barreiras institucionais e culturais, pois fez com que os patrocinadores de projetos dessem mais importância à geração de eletricidade renovável.

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

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

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

Limite do projeto

Os limites do PROJETO são definidos pelas emissões direcionadas ou diretamente afetadas pelas atividades do 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, 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 centrais 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 centrais hidrelétricas gerando eletricidade para este subsistema.
- Norte : 80% do fornecimento da região Norte é de 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. (veja no Anexo 4)

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

A data de conclusão da versão final desta seção da linha de base foi 30/08/2005.

O Sr. Ricardo Esparta, diretor da Ecoinvest, foi responsável por seu desenvolvimento.

Ecoinvest Carbon Assessoria Ltda.

Rua Padre João Manoel, 222 Cj-36

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

09/01/2001

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

01/09/01

C.2.1.2. Duração do primeiro período de créditos

7 anos

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

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

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

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

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

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

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

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

Número de identificação (Use números para facilitar a referência)	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
--	--------------------	-----------------	-------------------	--	------------------------	---	--	------------



<i>cruzada com</i>								

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

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

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

Número de identificação <i>(Use números para facilitar a referência cruzada com a tabela D.3)</i>	Variável dos dados	Fonte dos dados	Unidade dos dados	Medidos (m), calculados (c), estimados (e)	Frequência de gravação	Proporção dos dados a serem monitorados	Como os dados serão arquivados? (formato eletrônico / impresso)	Comentário
1. EG _y	Eletricidade alimentada na rede pelo projeto	Leituras da medição da energia interligada à rede e Recibo de vendas	MWh	(m)	Medição de 15 minutos e gravação mensal	100%	Formato eletrônico e impresso. Os dados serão arquivados durante o período de crédito e dois anos após.	A eletricidade alimentada na rede é monitorada pelo Projeto e também pelo comprador de energia através de uma verificação dupla do recibo de vendas.



2. EF_y	Fator de emissão	Calculado	tCO ₂ /MWh	(c)	Na validação	0%	Formato eletrônico	Os dados estão disponíveis mediante solicitação. Os fatores foram calculados de acordo com a metodologia de monitoramento aprovada AM0015
3. $EF_{om,y}$	Fator de emissão	Calculado	tCO ₂ /MWh	(c)	Na validação	0%	Formato eletrônico	Os dados estão disponíveis mediante solicitação. Os fatores foram calculados de acordo com a metodologia de monitoramento aprovada AM0015
4. $EF_{BM,y}$	Fator de emissão	Calculado	tCO ₂ /MWh	(c)	Na validação	0%	Formato eletrônico	Os dados estão disponíveis mediante solicitação. Os fatores foram calculados de acordo com a metodologia de monitoramento aprovada AM0015
5. λ_y	Fração de tempo durante a qual os recursos de baixo custo/inflexíveis ficam na margem	Calculado	Não dimensionada	(c)	Na validação	0%	Formato eletrônico	Os dados estão disponíveis mediante solicitação. Os fatores foram calculados de acordo com a metodologia de monitoramento aprovada AM0015

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

Conforme a AM0015 (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.

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

Não se aplica

**D.2.2.1. Dados a serem coletados para monitorar as emissões da atividade de projeto e como esses dados serão arquivados**

Número de identificação <i>(Use números para facilitar a referência cruzada com a tabela D.3)</i>	Variável dos dados	Fonte dos dados	Unidade dos dados	Medidos (m), calculados (c), estimados (e)	Frequência de gravação	Proporção dos dados a serem monitorados	Como os dados serão arquivados? (Formato eletrônico / impresso)	Comentário

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

Não se aplica

D.2.3. Tratamento de fugas no plano de monitoramento



D.2.3.1. Se aplicável, descreva os dados e informações que serão coletados para monitorar os efeitos da fuga da atividade de projeto								
Número de identificação (Use números para facilitar a referência cruzada com a tabela D.3)	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

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

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

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

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

A atividade de projeto reduz principalmente o dióxido de carbono 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 tCO₂), as emissões do projeto (PE_y , em tCO_{2e}) e as emissões devido a fugas (L_y , em tCO_{2e}), 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_2e/MWh), como a seguir:

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

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

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

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



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

Como o projeto não está associado a efeitos de fuga nem a novas emissões de poluentes e como todos os outros dados pertinentes serão necessários para análise e apresentação somente na fase de validação do projeto, o único dado de saída que precisa 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. Ricardo Esparta, diretor da Ecoinvest.
Ecoinvest Carbon Assessoria Ltda.
Rua Padre João Manoel, 222 Cj-36
CEP – 01411-000
São Paulo – SP
Brasil



SEÇÃO E. Estimativa das emissões de GEEs por fontes

E.1. Estimativa das emissões de GEEs por fontes

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

$$PE_y = 0 \quad \text{Equação 8}$$

E.2. Fuga estimada

Nenhuma fuga foi identificada.

$$L_y = 0 \quad \text{Equação 9}$$

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

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

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

De acordo com a metodologia aprovada selecionada (AM0015, 2004), o fator de emissão da linha de base é definido como (EF_y) e é calculado como uma margem combinada (CM), que consiste na combinação dos fatores "margem de operação" (OM) e "margem de construção" (BM). Para fins de determinação dos fatores de emissão da margem de construção e da margem de operação, um sistema elétrico do projeto é definido como sendo a extensão espacial das centrais que podem ser despachadas sem restrições significativas na transmissão. De modo semelhante, um sistema elétrico interligado é definido como sendo um sistema elétrico que é interligado por linhas de transmissão ao sistema elétrico do projeto, no qual as centrais podem ser despachadas sem restrições significativas na transmissão.

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

O PROJETO integra-se ao sistema elétrico interligado sul/sudeste/centro-oeste (S-SE-CO).



Conforme o AM0015 (2002), um fator de emissão da linha de base (EF_y) é calculado como sendo uma margem combinada (CM), que consiste da combinação dos fatores "margem de operação" (OM) e "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 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. Tabela 5 mostra a participação da energia hidrelétrica em relação à produção elétrica total para o sistema brasileiro interligado S-SE-CO. Porém, os resultados indicam que a margem de operação simples não se aplica ao PROJETO.

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

Tabela 5 – Participação da produção de energia hidrelétrica no sistema brasileiro interligado S-SE-CO, de 1999 a 2003 (ONS, 2004).

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

O fator de emissão da margem de operação simples ajustada ($EF_{OM,ajustada,y}$ 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):



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

Onde:

- λ_y é a proporção de horas no ano y (em %) para a qual as fontes de baixo custo/inflexíveis estão na margem,
- $\sum_{i,j} F_{i,j,y}$ é o total de combustível i (em unidade de massa ou volume) consumido por fontes relevantes de energia j (análogo para fontes k) em ano(s) y ,
- $COEF_{i,j}$ é o coeficiente de CO₂e de combustível i (tCO₂e / unidade de massa ou volume de combustível), levando em conta o potencial de emissão de dióxido de carbono equivalente dos combustíveis usados por fontes relevantes de energia j (análogo para fontes k) e a oxidação percentual do combustível em ano(s) y e
- $\sum_j GEN_{j,y}$ é a eletricidade (MWh) alimentada na rede pela fonte j (análoga para fontes k).

Os números mais atuais do sistema interligado S-SE-CO foram obtidos do *Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)* na forma de relatórios diários consolidados (ONS-ADO, 2004). Foram considerados os dados de 120 centrais, abrangendo uma capacidade instalada de 63,6 GW e geração de eletricidade de cerca de 828 TWh durante o período de três anos. Com os números do ONS, é feito o cálculo, como descrito a seguir:

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

Onde:

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

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



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

Onde:

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

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

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

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

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

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

Onde a variável e os parâmetros usados são:

- $\sum_{i,j} F_{i,j,y}$ é fornecido em [kg], $COEF_{i,j}$ em [tCO₂e/kg] e $F_{i,k,y} \cdot COEF_{i,k}$ em [tCO₂e]
- $GEN_{i,k,y}$ é a geração de eletricidade para a central k , com combustível i , no ano y , obtida do banco de dados do ONS, em MWh
- $EF_{CO2,i}$ é o fator de emissão para o combustível i , obtido de Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories [Diretrizes Revisadas de 1996 para Inventários Nacionais de Gases de Efeito Estufa], em tC/T.
- $OXID_i$ é o fator de oxidação para o combustível i , obtido de Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories [Diretrizes Revisadas de 1996 para Inventários Nacionais de Gases de Efeito Estufa], em %.
- 44/12 é o fator de conversão de carbono de tC para tCO₂.
- $3,6 \times 10^{-6}$ é o fator de conversão de energia, de MWh para TJ.



- $\eta_{i,k,y}$ é a eficiência térmica da central k , operando com combustível i , no ano y , obtida de Bosi et al. (2002).
- NCV_i é o poder calorífico líquido do combustível i [TJ/kg].

$\sum_{k,y} GEN_{k,y}$ é obtido do banco de dados do ONS, como o somatório da geração de eletricidade dos recursos não de baixo custo/inflexíveis, em MWh.

Os fatores λ_y são calculados como indicado na metodologia AM0015, com dados obtidos do banco de dados do ONS. Figura 13, Figura 14 e

Figura 15 apresenta as curvas de duração da carga e os cálculos de λ_y para os anos 2002, 2003 e 2004, respectivamente.

Os resultados dos anos 2002, 2003 e 2004 são apresentados na Tabela 6.

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).

Ano	$\frac{\sum_{i,k} F_{i,k,y} \cdot COEF_{i,k}}{\sum_k GEN_{k,y}}$ [tCO ₂ /MWh]	λ_y [%]
2002	0,850	0,505
2003	0,938	0,531
2004	0,873	0,504

Com os números do ONS, o primeiro passo foi calcular os fatores lambda e os fatores de emissão para a margem de operação simples. Os valores obtidos podem ser vistos na Tabela 6, Figura 13, Figura 14, e Figura 15

Finalmente, aplicando os números obtidos para calcular $EF_{OM,simples-ajustada,2002-2004}$ como a média ponderada de $EF_{OM,simples-ajustada,2002}$, $EF_{OM,simples-ajustada,2003}$ e $EF_{OM,simples-ajustada,2004}$ e λ_y à Equação 11:

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

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



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

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 (AM0015, 2004) para as plantas m , com base nas informações mais atuais disponíveis sobre as plantas já construídas. O grupo de amostra m consiste em uma das seguintes:

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

Os participantes do projeto devem usar 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:

$$\bullet \quad EF_{BM,2004} = 0,1256 \text{ tCO}_2\text{e/MWh.}$$

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

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

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

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

Equação 19

$$\bullet \quad EF_y = 0,278 \text{ tCO}_2\text{e/MWh.}$$

As emissões de linha de base são calculadas utilizando-se a geração anual (eletricidade anual despachada à rede) vezes a taxa de emissão média de CO₂ da linha de base estimada, conforme:

Geração de energia de projeto monitorada	(MWh)	(A)
Fator da taxa de emissão da linha de base	(tCO ₂ /MWh)	(B)
(A) x (B)	(tCO ₂)	

Com base no cálculo acima, apresentamos o seguinte exemplo.



Exemplo:

Geração de energia anual típica total: 575.803 MWh

Fator da taxa de emissão da linha de base: 0,278 tCO₂/MWh

Reduções anuais médias: 160.246 tCO₂

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 função do deslocamento de eletricidade são calculadas multiplicando-se o fator de emissão da linha de base de eletricidade ($EF_{CM,2002-2004}$) pela geração da atividade de projeto.

$$BE_{,y} = EF_{CM,2002-2004} \times EG_y \quad \text{Equação 19}$$

Assim, para o primeiro período de crédito, as emissões da linha de base (BE_y em tCO₂e) serão calculadas como a seguir:

$$BE_y = 0,278 \times EG_y \quad \text{Equação 20}$$

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 tCO₂e) 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:

$$ER_y = BE_y - PE_y - L_y = 0.278 \times EG_y - 0 - 0 \quad \text{Equação 21}$$

$$ER_y = 0.278 \times EG_y \quad \text{Equação 22}$$



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

Year	Estimation of project activity emission reductions (tonnes of CO _{2e})	Estimation of baseline emission reductions (tonnes of CO _{2e})	Estimation of leakage (tonnes of CO _{2e})	Estimation of emission reductions (tonnes of CO _{2e})
Year 1 2001	-	4,136	0	4,136
Year 2 2002	-	8,799	0	8,799
Year 3 2003	-	9,872	0	9,872
Year 4 2004	-	8,790	0	8,790
Year 5 2005	-	8,850	0	8,850
Year 6 2006	-	8,850	0	8,850
Year 7 2007	-	8,850	0	8,850
Total (tonnes of CO_{2e})	-	58,147	-	58,147

Tabela 7 – Reduções na emissão estimadas anuais do PROJETO



SEÇÃO F. Impactos ambientais

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

Na época da construção da usina de açúcar, não era necessário um estudo de impacto ambiental para se obter a licença de operação. Assim, essa licença foi emitida sem qualquer estudo ambiental.

Uma vez que a expansão da central elétrica com base na eficiência energética é parte de todo o complexo da usina de açúcar, a licença obtida pela usina de açúcar é válida para a planta termelétrica.

A licença da central é de 2004 e recebeu o número 537 (Figura 16) pela agência ambiental do estado do Mato Grosso (FEMA).

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

Se foi necessária uma melhoria ambiental, precisou-se atingi-la a fim de se obter a renovação da licença.



SEÇÃO G. Comentários das partes interessadas

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

É obrigatória a discussão pública com as partes interessadas locais a fim de se obter as licenças ambientais de operação. A legislação também exige o anúncio da emissão da licença (LO) no jornal oficial do estado, o *Diário Oficial do Estado de Mato Grosso*, e no jornal regional para que o processo seja público e para permitir a opinião e as informações do público. (Figura 17)

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 da Itamarati. Diversas organizações e entidades foram convidadas para comentar o projeto:

- Prefeitura.
- Câmara de Vereadores.
- Departamento de Agricultura e Meio Ambiente local.
- Departamento de Meio Ambiente.
- Ministério Público do Estado do Mato Grosso

G.2. Resumo dos comentários recebidos

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

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

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



SEÇÃO H. Anexos

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

Organização:	Usinas Itamarati S.A.
Rua / Caixa Postal:	Fazenda Guanabara, Zona Rural,
Cidade:	Nova Olímpia
Estado/Região:	Mato Grosso
CEP:	Caixa Postal 60
País:	Brasil
Telefone:	<u>+55 (65) 311-1168</u>
FAX:	<u>+55 (65) 311-1270</u>
Representado por:	
Cargo:	Sistema de Gestão Ambiental - SGA
Tratamento:	Sr.
Sobrenome:	Grossi
Nome:	Caetano Henrique
Departamento:	
FAX direto:	
Telefone direto:	
Email pessoal:	caetano.grossi@uisanet.com.br



Anexo 2. Informações relativas a financiamento público

Nenhum financiamento público foi nem será usado no presente projeto.



ANEXO 3 - INFORMAÇÕES DA LINHA DE BASE

Years	Total installed capacity (MW)	Installed Capacity (MW) to internal use	Installed Capacity (MW) to export to the grid	Capacity Factor %	Hours of operation during the year	MWh year exported to the grid
Year 1_2001	38	18	7	90%	2,359	14,862
Year 2_2002	38	18	7	90%	5,018	31,616
Year 3_2003	38	18	7	90%	5,631	35,474
Year 4_2004	38	18	7	90%	5,014	31,586
Year 5_2005	38	18	7	90%	5,048	31,800
Year 6_2006	38	18	7	90%	5,048	31,800
Year 7_2007	38	18	7	90%	5,048	31,800

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

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

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

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

O sistema interligado sul/sudeste/centro-oeste;

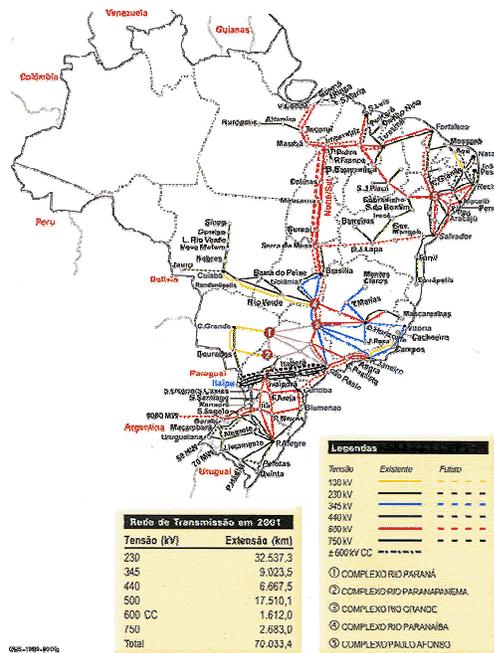
O sistema interligado norte/nordeste; e

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

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

"Para países extensos com diferentes circunstâncias dentro das suas fronteiras e diferentes redes elétricas baseadas nessas regiões diferentes, linhas de base multiprojeto no setor elétrico podem precisar ser desagregadas abaixo do nível do país para prover uma representação confiável 'do que teria ocorrido de outra forma'".

Sistema de Transmissão 2001-2003



Sistema Brasileiro Interligado (Fonte: ONS)

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

Hoje em dia, o sistema elétrico brasileiro compreende cerca de 91,3 GW de capacidade instalada, com um total de 1.420 empreendimentos de geração de eletricidade. Desses, aproximadamente 70% são hidrelétricas, cerca de 10% são centrais 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 mineral, 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 compreende principalmente 6,3 GW da parte paraguaia da *Itaipu Binacional*, central hidrelétrica operada conjuntamente pelo Brasil e Paraguai, mas cuja energia é enviada quase que totalmente para a rede brasileira.



A metodologia aprovada AM0015 requer que os proponentes de projeto respondam por "todas as fontes de geração que servem o sistema". Desta forma, ao aplicar a metodologia, os proponentes de projeto no Brasil deverão buscar por, e pesquisar, todas as centrais que servem o sistema brasileiro.

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), 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 8).



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

Tabela Fatores

8 de

emissão da margem de operação e de construção anteriores e posteriores (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.

Emission factors for the Brazilian South-Southeast-Midwest interconnected grid				
Baseline (including imports)	EF_{OM} [tCO ₂ /MWh]	Load [MWh]	LCMR [GWh]	Imports [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
	$EF_{OM, simple-adjusted}$ [tCO ₂ /MWh]	$EF_{BM, 2004}$	Lambda	
	0.4310	0.1256	λ_{2002}	
	Alternative weights	Default weights	0.5053	
	$w_{OM} = 0.75$	$w_{OM} = 0.5$	λ_{2003}	
	$w_{BM} = 0.25$	$w_{BM} = 0.5$	0.5312	
	EF_{CM} [tCO ₂ /MWh]	Default EF_{OM} [tCO ₂ /MWh]	λ_{2004}	
	0.3547	0.2783	0.5041	

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

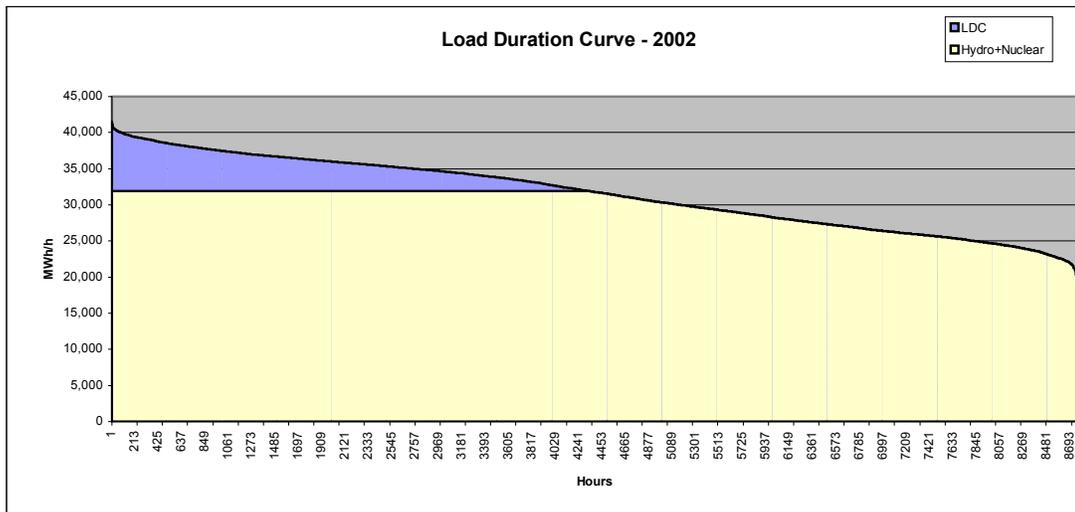


Figura 13 – Curva de duração da carga para o sistema S-SE-CO, 2002

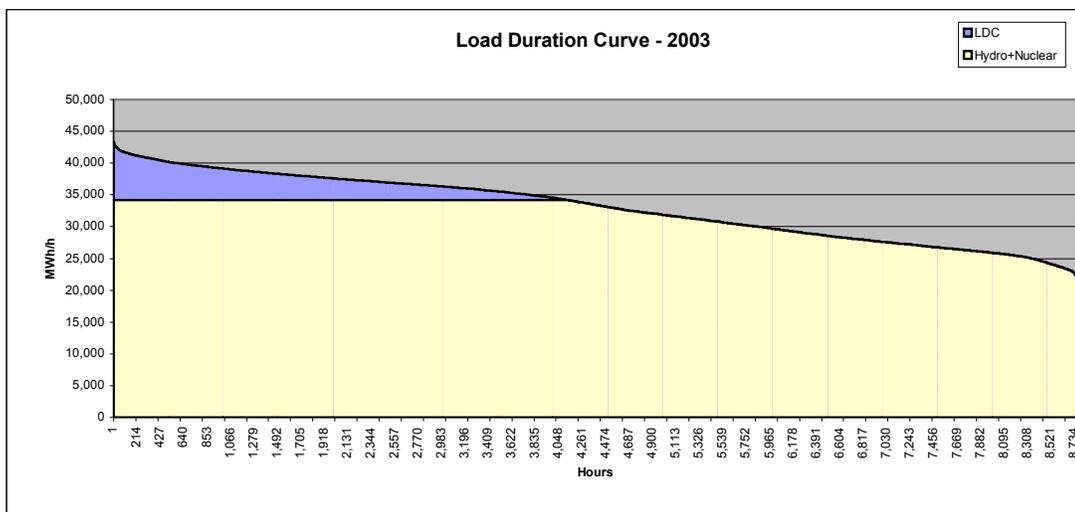


Figura 14 – Curva de duração da carga para o sistema S-SE-CO, 2003

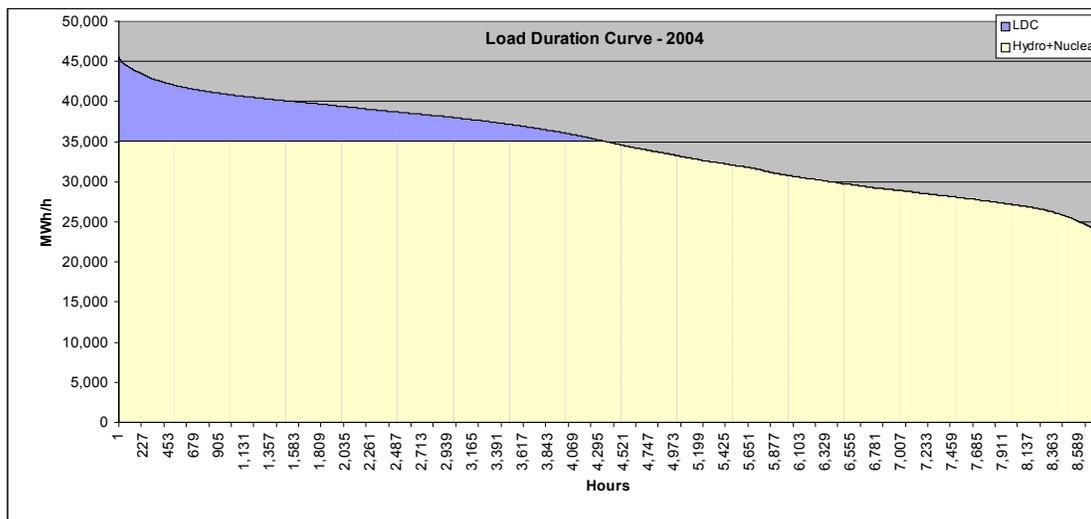


Figura 15 – Curva de duração da carga para o sistema S-SE-CO, 2004



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



MDL – Conselho Executivo

página 53

	Subsystem*	Fuel source**	Power plant	Operation start [2, 4, 5]	Installed capacity (MW) [1]	Fuel conversion efficiency (%) [2]	Carbon emission factor (tCO ₂ /t) [3]	Fraction carbon oxidized [3]	Emission factor (tCO ₂ /MWh)
1	S-SE-CO	H	Jauru	Sep-2003	121.5	1	0.0	0.0%	0.000
2	S-SE-CO	H	Gasparó	Sep-2003	120.0	1	0.0	0.0%	0.000
3	S-SE-CO	G	Três Lagoas	Aug-2003	306.0	0.3	15.3	99.5%	0.670
4	S-SE-CO	H	Furnil (MG)	Jan-2003	180.0	1	0.0	0.0%	0.000
5	S-SE-CO	H	Itaipira I	Sep-2002	196.1	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
9	S-SE-CO	G	Canoaí	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	Novo 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%	0.802
11	S-SE-CO	H	Rozal	Jun-2002	45.0	1	0.0	0.0%	0.000
12	S-SE-CO	G	Ibititê	May-2002	226.0	0.3	15.3	99.5%	0.670
13	S-SE-CO	H	Caná Brava	May-2002	465.9	1	0.0	0.0%	0.000
14	S-SE-CO	H	Sta. Clara	Jan-2002	60.0	1	0.0	0.0%	0.000
15	S-SE-CO	H	Machadinho	Jan-2002	1,140.0	1	0.0	0.0%	0.000
16	S-SE-CO	G	Juz de Fora	Nov-2001	97.0	0.28	15.3	99.5%	0.718
17	S-SE-CO	G	Macaé Merchant	Nov-2001	922.6	0.24	15.3	99.5%	0.837
18	S-SE-CO	H	Lajeado (ANEEL res. 402/2001)	Nov-2001	902.5	1	0.0	0.0%	0.000
19	S-SE-CO	G	Eletrobrás	Oct-2001	379.0	0.24	15.3	99.5%	0.837
20	S-SE-CO	H	Ponto Estrela	Sep-2001	112.0	1	0.0	0.0%	0.000
21	S-SE-CO	G	Cuiabá (Mario Covas)	Aug-2001	529.2	0.3	15.3	99.5%	0.670
22	S-SE-CO	G	W. Arjona	Jan-2001	194.0	0.25	15.3	99.5%	0.804
23	S-SE-CO	G	Uruguaiana	Jan-2000	639.9	0.45	15.3	99.5%	0.447
24	S-SE-CO	H	S. Carlos	Jan-1999	1,240.0	1	0.0	0.0%	0.000
25	S-SE-CO	H	Canoaí I	Jan-1999	82.5	1	0.0	0.0%	0.000
26	S-SE-CO	H	Canoaí II	Jan-1999	72.0	1	0.0	0.0%	0.000
27	S-SE-CO	H	Igarapava	Jan-1999	210.0	1	0.0	0.0%	0.000
28	S-SE-CO	H	Porto Primavera	Jan-1999	1,540.0	1	0.0	0.0%	0.000
29	S-SE-CO	D	Cuiabá (Mario Covas)	Oct-1998	529.2	0.27	20.2	99.0%	0.978
30	S-SE-CO	H	Sobradinho	Sep-1998	60.0	1	0.0	0.0%	0.000
31	S-SE-CO	H	PCH EMAE	Jan-1998	26.0	1	0.0	0.0%	0.000
32	S-SE-CO	H	PCH OEEE	Jan-1998	26.0	1	0.0	0.0%	0.000
33	S-SE-CO	H	PCH ENERSUL	Jan-1998	43.0	1	0.0	0.0%	0.000
34	S-SE-CO	H	PCH CEB	Jan-1998	15.0	1	0.0	0.0%	0.000
35	S-SE-CO	H	PCH ESCELSA	Jan-1998	62.0	1	0.0	0.0%	0.000
36	S-SE-CO	H	PCH CELESC	Jan-1998	50.0	1	0.0	0.0%	0.000
37	S-SE-CO	H	PCH CEMAT	Jan-1998	145.0	1	0.0	0.0%	0.000
38	S-SE-CO	H	PCH CELG	Jan-1998	15.0	1	0.0	0.0%	0.000
39	S-SE-CO	H	PCH CERJ	Jan-1998	59.0	1	0.0	0.0%	0.000
40	S-SE-CO	H	PCH COPEL	Jan-1998	70.0	1	0.0	0.0%	0.000
41	S-SE-CO	H	PCH CEMIG	Jan-1998	84.0	1	0.0	0.0%	0.000
42	S-SE-CO	H	PCH OPFL	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	Gulimar 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	Naav Ponte	Jan-1994	510.0	1	0.0	0.0%	0.000
49	S-SE-CO	H	Segredo (Gov. Ney Braga)	Jan-1992	1,260.0	1	0.0	0.0%	0.000
50	S-SE-CO	H	Taquarucu	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	O. Francisca	Jan-1987	125.0	1	0.0	0.0%	0.000
53	S-SE-CO	H	Itá	Jan-1987	1,450.0	1	0.0	0.0%	0.000
54	S-SE-CO	H	Rosana	Jan-1987	369.2	1	0.0	0.0%	0.000
55	S-SE-CO	N	Angra	Jan-1985	1,874.0	1	0.0	0.0%	0.000
56	S-SE-CO	H	T. Imbas	Jan-1985	937.5	1	0.0	0.0%	0.000
57	S-SE-CO	H	Itaipu 50 Hz	Jan-1983	6,300.0	1	0.0	0.0%	0.000
58	S-SE-CO	H	Itaipu 60 Hz	Jan-1983	6,376.0	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	Novo Avarandava	Jan-1982	347.4	1	0.0	0.0%	0.000
61	S-SE-CO	H	Gov. Bento Munhoz - GBM	Jan-1980	1,676.0	1	0.0	0.0%	0.000

* Subsystem: S - south, SE-CO - Southeast+Midwest
 ** Fuel source (C, bituminous coal; D, diesel oil; G, natural gas; H, hydro; N, nuclear; O, residual fuel oil).
 [1] Agência Nacional de Energia Elétrica. Banco de informações da Geração (http://www.aneel.gov.br), data collected in november 2004.
 [2] Bosi, M. A, Laurence, P, Maldonado, R, Schaeffer, A.F, Simões, 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 10 – Banco de dados das centrais 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 (tC/TJ) [3]	Fraction carbon oxidized [3]	Emission factor (tCO ₂ /MWh)
62	S-SE-CO	H	S.Santiago	Jan-1980	1.420.0	1	0.0	0.0%	0.000
63	S-SE-CO	H	Itumbiara	Jan-1980	2.280.0	1	0.0	0.0%	0.000
64	S-SE-CO	O	Igarapé	Jan-1978	131.0	0.3	20.7	99.0%	0.902
65	S-SE-CO	H	Itauba	Jan-1978	512.4	1	0.0	0.0%	0.000
66	S-SE-CO	H	A. Vermelha (Jose E. Moraes)	Jan-1978	1.396.2	1	0.0	0.0%	0.000
67	S-SE-CO	H	S.Simão	Jan-1978	1.710.0	1	0.0	0.0%	0.000
68	S-SE-CO	H	Capivara	Jan-1977	840.0	1	0.0	0.0%	0.000
69	S-SE-CO	H	S.Osório	Jan-1975	1.078.0	1	0.0	0.0%	0.000
70	S-SE-CO	H	Marimbondo	Jan-1975	1.440.0	1	0.0	0.0%	0.000
71	S-SE-CO	H	Promissão	Jan-1975	264.0	1	0.0	0.0%	0.000
72	S-SE-CO	C	Pres. Medici	Jan-1974	446.0	0.26	26.0	98.0%	1.294
73	S-SE-CO	H	Volta Grande	Jan-1974	380.0	1	0.0	0.0%	0.000
74	S-SE-CO	H	Porto Colombia	Jun-1973	320.0	1	0.0	0.0%	0.000
75	S-SE-CO	H	Passo Fundo	Jan-1973	220.0	1	0.0	0.0%	0.000
76	S-SE-CO	H	Passo Real	Jan-1973	158.0	1	0.0	0.0%	0.000
77	S-SE-CO	H	Ilha Solteira	Jan-1973	3.444.0	1	0.0	0.0%	0.000
78	S-SE-CO	H	Mascarenhas	Jan-1973	131.0	1	0.0	0.0%	0.000
79	S-SE-CO	H	Gov. Parigot de Souza - GPS	Jan-1971	252.0	1	0.0	0.0%	0.000
80	S-SE-CO	H	Chavantes	Jan-1971	414.0	1	0.0	0.0%	0.000
81	S-SE-CO	H	Jaguara	Jan-1971	424.0	1	0.0	0.0%	0.000
82	S-SE-CO	H	Sá Canhalho	Apr-1970	78.0	1	0.0	0.0%	0.000
83	S-SE-CO	H	Estreito (Luiz Carlos Barreto)	Jan-1969	1.050.0	1	0.0	0.0%	0.000
84	S-SE-CO	H	Ibitinga	Jan-1969	131.5	1	0.0	0.0%	0.000
85	S-SE-CO	H	Jupia	Jan-1969	1.551.2	1	0.0	0.0%	0.000
86	S-SE-CO	O	Alegrete	Jan-1968	66.0	0.26	20.7	99.0%	1.040
87	S-SE-CO	G	Campos (Roberto Silveira)	Jan-1968	30.0	0.24	15.3	99.5%	0.837
88	S-SE-CO	G	Santa Cruz (RJ)	Jan-1968	766.0	0.31	15.3	99.5%	0.648
89	S-SE-CO	H	Parabuna	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	Furnil (RJ)	Jan-1965	216.0	1	0.0	0.0%	0.000
97	S-SE-CO	C	Figueira	Jan-1963	20.0	0.3	26.0	98.0%	1.121
98	S-SE-CO	H	Furnas	Jan-1963	1.216.0	1	0.0	0.0%	0.000
99	S-SE-CO	H	Barra Bonita	Jan-1963	140.8	1	0.0	0.0%	0.000
100	S-SE-CO	C	Charqueadas	Jan-1962	72.0	0.23	26.0	98.0%	1.462
101	S-SE-CO	H	Jurumirim (Armando A. Laydner)	Jan-1962	97.7	1	0.0	0.0%	0.000
102	S-SE-CO	H	Jacui	Jan-1962	180.0	1	0.0	0.0%	0.000
103	S-SE-CO	H	Pereira Passos	Jan-1962	99.1	1	0.0	0.0%	0.000
104	S-SE-CO	H	Tres Marias	Jan-1962	396.0	1	0.0	0.0%	0.000
105	S-SE-CO	H	Eucídes da Cunha	Jan-1960	108.8	1	0.0	0.0%	0.000
106	S-SE-CO	H	Camargos	Jan-1960	48.0	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 Novas	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 11 – Banco de dados das centrais para a rede interligada sul/sudeste/centro-oeste brasileira, parte 2



Anexo 4 – Plano de monitoramento

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



Anexo 5 - Figuras

ESTADO DE MATO GROSSO
FUNDAÇÃO ESTADUAL DO MEIO AMBIENTE
Diretoria de Infra-estrutura, Mineração e Indústria.
Central de Emissão de Licenças Ambientais - DIMI

Licença Operação nº 537/2004.

A FUNDAÇÃO ESTADUAL DO MEIO AMBIENTE - FEM, no uso de suas atribuições que lhe são conferidas pela Lei Complementar N.º 38 de 21 de Novembro de 1.995, que dispõe sobre o Código Ambiental de Mato Grosso, concede a presente licença.

RAZÃO SOCIAL Usinas Itamarati S.A.

ENDEREÇO Fazenda Guatubara, s/nº.

BAIRRO/DISTRITO Zona Rural	MUNICÍPIO Nova Olímpia - MT	CEP 78.370-000
INSC. ESTADUAL 13.116.695-9	CGC (MF) /CPF 15.009.178/0001-70	PROCESSO 156/1994

ATIVIDADE Fabricação de Alcool carburante e Apucar.

LOCALIZAÇÃO Fazenda Guatubara, s/nº, Zona Rural, Nova Olímpia/MT.

RESTRICÇÕES As contidas no Processo de Licenciamento e na Legislação em vigor.

Esta Licença de Operação é válida até 15/06/2005, conforme Processo de Licenciamento n.º 156/1994, observadas as condições deste documento, bem como de seus anexos que, embora não transcritos, são parte integrante do mesmo.

LOCAL E DATA Cuiabá/MT, 15/06/2004	Coordenadora de Indústria e Serviços FEMA/MT Nezi Leonor de Pinho Dias	Diretor de Infra-Estrutura, Mineração e Indústria - DIMI/FEMA/MT. Joaquim Paiva de Paula
--	--	--



Anexo 6 – Tabelas

	Exported Energy to the grid (MWh)	tCO ₂ avoided	Total tCO ₂ avoided (accumulated)	
Total 2001*	14,862	4,136	4,136	1st
Total 2002	31,616	8,799	12,935	2nd
Total 2003	35,474	9,872	22,807	3rd
Total 2004	31,586	8,790	31,598	4th
Total 2005	31,800	8,850	40,448	5th
Total 2006	31,800	8,850	49,297	6th
Total 2007	31,800	8,850	58,147	7th
<i>* Since September/2001</i>	194,076	58,147		

Tabela 12 – Reduções Estimadas nas Emissões da Usinas Itamarati

Anexo 7 – Bibliografia

- AM0015 (2004).** Metodologia de linha de base consolidada aprovada 0015 – Co-geração com base em bagaço interligada a uma rede elétrica. UNFCCC, Conselho Executivo do MDL 15o Relatório de Reunião, 3 de setembro de 2004, Anexo 2. Website: <http://cdm.unfccc.int/>
- Arida, P. E. L. Bacha e A. L. Resende (2005).** *Credit, Interest, and Jurisdictional Uncertainty: Conjectures on the Case of Brazil.* Em F. Giavazzi, I. Goldfajn e S. Herrera (orgs.), *Inflation Targeting, Debt, and the Brazilian Experience* [Metas de inflação, dívida e a experiência brasileira], 1999 a 2003. Cambridge, MA: MIT Press.
- Bosi, M., A. Laurence, P. Maldonado, R. Schaeffer, A. F. Simoes, H. Winkler and J.-M. Lukamba (2002).** Road testing baselines for greenhouse gas mitigation projects in the electric power sector. OCDE and IEA information paper.
- BNDES (2000).** O setor elétrico – Desempenho 1993/1999. Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social. Informe Infra-estrutura, nº 53. <http://www.bndes.gov.br/>
- CGE/CBEE (2002).** Programa de Energia Emergencial. Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica – Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial.
- Eletrobrás (1999).** Diretrizes para estudos e projetos de pequenas centrais hidrelétricas. Centrais Elétricas Brasileiras S.A. Website: <http://www.eletronbras.gov.br/>
- IBGE (2004).** Banco de dados Cidades. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (<http://www.ibge.gov.br/>).
- Kartha, S., M. Lazarus e M. Bosi (2002).** *Practical baseline recommendations for greenhouse gas mitigation projects in the electric power sector.* OCDE and IEA information Paper.



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