



**MECANISMO DE DESENVOLVIMENTO LIMPO
FORMULÁRIO DO DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DE PROJETO (DCP-MDL)
(Versão 02 – válida a partir de: 01 de julho de 2004)**

SUMÁRIO

- A. Descrição geral da atividade de projeto
- B. Aplicação de uma metodologia de linha de base
- C. Duração da atividade do projeto/ Período de obtenção de créditos
- D. Aplicação de uma metodologia e de um plano de monitoramento
- E. Estimativa de emissões de gases de efeito estufa por fontes
- F. Impactos ambientais
- G. Comentários dos atores

Anexos

- Anexo 1: Dados para contato dos participantes da atividade de projeto
- Anexo 2: Informações sobre financiamento público
- Anexo 3: Informações de linha de base
- Anexo 4: Plano de monitoramento



SEÇÃO A. Descrição geral da atividade de projeto

A.1 Título da atividade de projeto:

Projeto de Cogeração com Bagaço Santa Cândida (PCBSC).

A.2. Descrição da atividade de projeto:

Esta atividade de projeto consiste no aumento da eficiência da unidade de cogeração da **Santa Cândida Açúcar e Álcool Ltda** (Santa Cândida), uma usina de açúcar e álcool brasileira. Com a implantação deste projeto, a usina passa a vender eletricidade à rede nacional, evitando que usinas térmicas geradoras de energia por combustível fóssil despachem essa quantidade de energia para a rede. Portanto, a iniciativa evita emissões de CO₂ e contribui para o desenvolvimento sustentável regional e nacional.

Investindo para aumentar a eficiência do vapor na produção de açúcar e álcool e aumentar a eficiência da queima do bagaço (caldeiras mais eficientes), Santa Cândida gera vapor excedente e usa-o exclusivamente para produção de eletricidade (através de turbo geradores).

Os investidores da PCBSC estão convencidos que a cogeração com bagaço é uma fonte sustentável de energia que traz não apenas vantagens pela mitigação de aquecimento global, mas também cria uma vantagem competitiva sustentável para a produção agrícola na indústria de cana-de-açúcar no Brasil. Usando os recursos naturais disponíveis de uma forma mais eficiente, a atividade de projeto da Santa Cândida ajuda a aumentar o consumo de energia renovável. Apesar disso, a viabilidade da geração de eletricidade é comum, sendo um negócio secundário de receita para a indústria de açúcar. É merecedor de se destacar que mais de 320 usinas de açúcar no Brasil, a grande maioria, produz energia para uso no próprio local apenas, o que é principalmente devido à baixa eficiência dos equipamentos de cogeração instalados nas usinas de açúcar.

Além disso, a cogeração com bagaço atua como um importante mecanismo para o desenvolvimento econômico do país, já que a indústria de cana-de-açúcar do Brasil gera aproximadamente um milhão de empregos e representa um dos maiores produtos do agro-negócio dentro do balanço comercial do país. A indústria pesada brasileira desenvolveu a tecnologia para suprir a indústria de cana-de-açúcar com equipamentos que determinem a expansão na cogeração. Dessa forma, esse desenvolvimento da indústria pesada também ajuda o país a criar empregos e alcançar desenvolvimento sustentável.

Cogeração com bagaço é importante para a estratégia energética do país. Cogeração é uma alternativa que permite prolongar a instalação e/ou despacho de eletricidade produzida por unidades de geração com combustível fóssil. A venda dos RCEs gerados pelo projeto incentivará a atratividade dos projetos de cogeração com bagaço, ajudando a aumentar a produção de energia e diminuir a dependência de combustível fóssil.

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

Contribuição Social



Santa Cândida atualmente emprega diretamente cerca de 2000 trabalhadores no local de sua usina e aproximadamente 920 pessoas de fora. A companhia também participa com 60% dos custos médicos, hospitalares, farmacêuticos, odontológicos, entre outras assistências de seus funcionários. Ela também oferece transporte gratuito para os funcionários e agora está contribuindo com recursos humanos e financeiros para a construção de um clube de recreação de 55.000 m² para seus funcionários. Os programas sociais principais que também estão sendo desenvolvidos pela Santa Cândida são:

- Programa de Desenvolvimento Social: o programa visa ensinar mulheres e seus dependentes, informações da produção artesanal para que possa se tornar uma fonte de contribuição social para a família;
- Programa de Vacinação contra Gripe: esse programa já beneficiou 2.383 pessoas em 9 municípios ao redor do local da usina;
- Programa de Doação de Sangue: a parceria com a Fundação Amaral Carvalho de Jaú recebe sangue de 121 doadores desde 2002;
- Distribuição de Alimentos: 126 Entidades Sociais, em 6 municípios, já receberam contribuição alimentícia;
- Distribuição de Material Escolar: doação de material escolar para APAE (Associação de Pais e Amigos dos Excepcionais) e Associação Bocainense de Proteção à Infância;
- Assistência Educacional: bolsas de estudos concedidas a 641 funcionários (graduação, pós-graduação e cursos de especialização);
- Campanha de Prevenção de Câncer de Útero: a campanha visa cuidar de funcionárias e esposas dos funcionários para detectar e prevenir o câncer ginecológico;
- Programa de controle de alcoolismo: assistência psicológica para dependentes químicos e Assistência de controle psicológico, mensalmente aplicadas.

Contribuição Ambiental

Além de reduzir as emissões de GEE pela construção desse projeto, Santa Cândida também tem desenvolvido Sistemas de Gestão Ambiental e os seguintes programas ambientais estão sendo executados:

- Monitoramento da qualidade da água: os recursos da água (subterrânea e superficial) ao redor da Planta têm seus comportamentos físicos, químicos e biológicos monitorados pela Santa Cândida. O volume de água usado no processo é controlado, mantendo a taxa de volume de água usada por tonelada de cana-de-açúcar processada como um das baixas do mercado;
- Resíduos: resíduos industriais são racionalmente usados como fertilizantes naturais. Pacotes de fertilizantes químicos são devolvidos aos produtores para que eles possam dispô-los com responsabilidade;



- Gases: emissões de partículas e outros gases regulamentados pela lei são intensamente controlados;
- Uso moderno do solo e procedimentos de manutenção;
- Manutenção e cultivo de espécies nativas para reflorestamento com 40,77 hectares e 67.923 árvores plantadas;
- 15.000 peixes foram soltos no Rio Jacaré Pepira.

A.3. Participantes do projeto:

Nome da Parte envolvida (*) ((anfitriã) indica uma Parte anfitriã)	Participantes de projeto entidade(s) privada e/ou pública (*) (conforme aplicável)	Indique gentilmente se a Parte envolvida deseja ser considerada como participante do projeto (Sim/Não)
Brasil (anfitriã)	<ul style="list-style-type: none"> • Entidade privada Santa Cândida Açúcar e Álcool Ltda. • Entidade privada Econergy Brasil Ltda. 	Não
<small>(*) De acordo com as modalidades e procedimentos de MDL, no momento de tornar o DCP-MDL público no estágio da validação, uma Parte envolvida deve ou não ter fornecido sua aprovação. No momento de requisição do registro, a aprovação da(s) Parte(s) envolvida (s) é necessária.</small>		

A.4. Descrição técnica da atividade de projeto:

A.4.1. Local da atividade de projeto:

A.4.1.1. Parte(s) Anfitriã(s):

Brasil.

A.4.1.2. Região/Estado etc.:

São Paulo.

A.4.1.3. Cidade/Comunidade etc.:

Bocaína.

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

Bocaína está localizada no noroeste do estado de São Paulo, a cerca de 340 quilômetros (km) da capital do estado, São Paulo, como pode ser visto na figura a seguir. A região concentra uma ampla disponibilidade de mão-de-obra e infraestruturas de comunicação e transporte.



Figura 1: Vista da posição geográfica da cidade de Bocaina.

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

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

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

A tecnologia predominante em todo o mundo, atualmente, para a geração de eletricidade (MW) a partir de biomassa é o ciclo Rankine, que consiste na combustão direta de biomassa em uma caldeira para gerar vapor, o qual se expande numa turbina. A maioria das geradoras de ciclo a vapor está localizada em áreas industriais, onde o vapor residual da turbina é recuperado e usado para atender a demandas locais de calor de processo. Tais sistemas de geração combinada de calor e eletricidade, ou sistemas de cogeração fornecem níveis maiores de energia por unidade de biomassa consumida do que sistemas que produzem eletricidade apenas.

O ciclo de vapor Rankine envolve o aquecimento de água pressurizada, com o vapor resultante expandindo para girar um turbo gerador, e então condensado para reciclagem total ou parcial na caldeira. Um trocador de calor é usado em alguns casos para recuperar calor de gases residuais para o pré-aquecimento do ar de combustão, e um desaerador deve ser utilizado para remover da água o oxigênio dissolvido antes que ela entre na caldeira.

Turbinas a vapor são projetadas ou como contrapressão, ou como condensação. Aplicações de cogeração empregam tipicamente turbinas de contrapressão, nas quais o vapor expande até uma pressão substancialmente superior à pressão ambiente. Ele deixa a turbina ainda como vapor e é enviado para satisfazer necessidades de calor no parque industrial, onde é condensado. Retorna, então, total ou parcialmente à caldeira. Alternativamente, se as necessidades de vapor do processo podem ser supridas utilizando-se apenas parte do vapor disponível, uma turbina do tipo extração-condensação pode ser utilizada. Este projeto inclui a capacidade de algum vapor ser extraído em um ou mais pontos no caminho de expansão para atender necessidades do processo (Figure 2). Vapor não-extraído continua a expandir a pressões sub-atmosféricas, incrementando, dessa forma, a quantidade de eletricidade gerada por unidade de vapor, comparada à turbina de contrapressão. O vapor não extraído é convertido em água num condensador que utiliza ar ambiente ou uma fonte de água fria como agente resfriador¹.

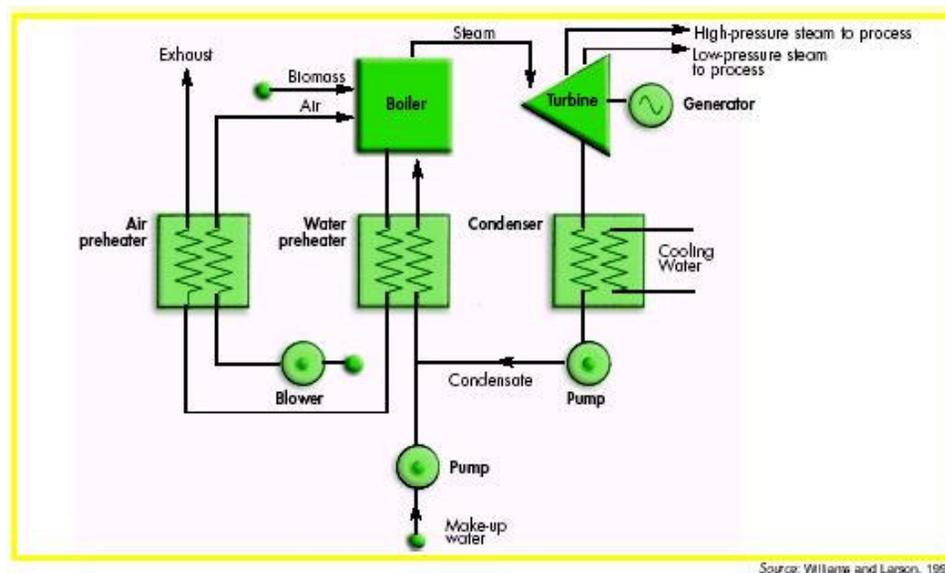


Figura 2: Diagrama esquemático de um ciclo de vapor Rankine para cogeração usando uma turbina de extração-condensação

O ciclo de vapor Rankine usa diferentes concepções de caldeiras, dependendo da escala da unidade e das características do combustível utilizado. A pressão e a temperatura iniciais do vapor, juntamente com a pressão a que ele é expandido, determinam a quantidade de eletricidade que pode ser gerada por massa de vapor. Em geral, quanto maior a pressão e temperatura do vapor, mais sofisticado, eficiente e caro o ciclo.

¹ Williams & Larson, 1993 e Kartha & Larson, 2000, p.101



Usando o ciclo de vapor Rankine como a tecnologia básica de seu sistema de cogeração para alcançar um aumento no excedente de eletricidade a ser gerada, Santa Cândida iniciou seus esforços em duas fases, que são:

<p>► Fase 1 (2002): Nessa primeira fase, uma nova caldeira de 42 kgf/cm² (150 toneladas de vapor por hora) foi adicionada às duas caldeiras existentes de 21 kgf/cm² (70 t e 100 t de vapor por hora a 450°C cada, respectivamente). Com as novas caldeiras, a produção de vapor foi aumentada de 156 t/h para 268 t/h. Um novo turbo-gerador de contrapressão de 15 MW foi instalado, aumentando a capacidade instalada de 5,6 MW para 20,6 MW. No ano de 2002, 7,4 MW foi utilizada para consumo interno e 9,3 MW despachada para rede.</p>	<p>► Fase 2 (2003): Na segunda fase, em 2003, outro turbo-gerador de condensação de 12 MW foi comprado, totalizando 32,6 MW de capacidade instalada. Nesse ano, 7,7 MW está sendo consumida pela própria operação e 14,5 MW está sendo despachada para rede. A energia elétrica é vendida através de um Contrato de Venda de Energia (PPA – “Power Purchase Agreement”) com a CPFL².</p>
--	--

Além do investimento em geração de energia, havia um investimento na nova tecnologia do processo: turbinas de estágios únicos foram trocadas por turbinas de estágio múltiplo, o vapor originado do suco em ebulição da cana-de-açúcar teve seu uso otimizado e a água era pré-aquecida antes de entrar nas caldeiras. O consumo de água no processo foi reduzido, inibindo o aumento da capacidade de trituração de cana-de-açúcar em 60% sem coleta adicional de água. O consumo de vapor para o processo será reduzido de 520 kg de vapor por tonelada para 460 kg de vapor por tonelada de cana, permitindo que mais vapor livre seja usado para a geração de energia elétrica e então, mais energia elétrica exportada à rede.

Depois da segunda fase, Santa Cândida opera 3 caldeiras (66 t – 21 kgf/cm²; 100 t – 21 kgf/cm²; 150 t – 42 kgf/cm²) e 3 turbo-geradores (15MW; 12MW; 2 MW). A evolução da eficiência do processo é mostrada na tabela abaixo:

Tabela 1: Aumento da eficiência do consumo de vapor da Santa Cândida (kg de vapor / t de cana-de-açúcar processada)

1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
500	500	500	500	460	460	430

Abaixo, está uma tabela que sumariza a energia produzida e esperada para o período de Santa Cândida:

Tabela 2: Dados de geração de energia histórica e esperada para Santa Cândida

	1999	2000	2001	2002	2003	2004 ³
Capacidade total instalada (MW)	5,6	5,6	5,6	20,6	32,6	29,0
Energia exportada (MWh)	0	0	0	7625	66700	66700

² CPFL é um distribuidor de energia líder.

³ A usina vendeu nesse ano os dois turbo geradores de contrapressão (um de 1,6 e outro de 2 MW) que estavam em stand-by.



Além disso, a tecnologia para expandir a disponibilidade de eletricidade da biomassa na indústria do açúcar é, para as concessionárias locais, uma vantagem, já que a carga de base para as concessionárias no Brasil é sustentada principalmente pela hidrogeração e a usina de açúcar, coincidentalmente, suprime a eletricidade durante a estação seca.

A figura 3 a 4 abaixo, mostram a localização detalhada dos equipamentos instalados da atividade de projeto no local da Santa Cândida e motores elétricos instalados.

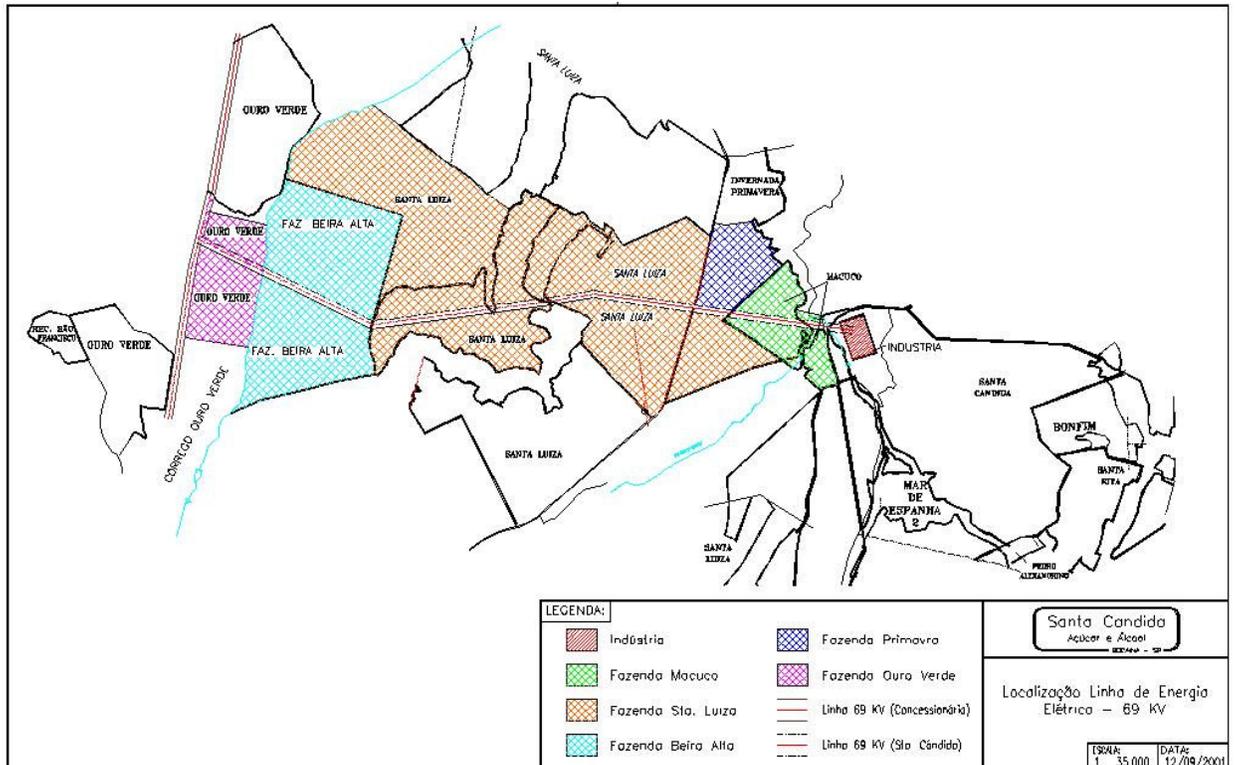


Figura 2: Localização da Linha de Transmissão de 69 kV

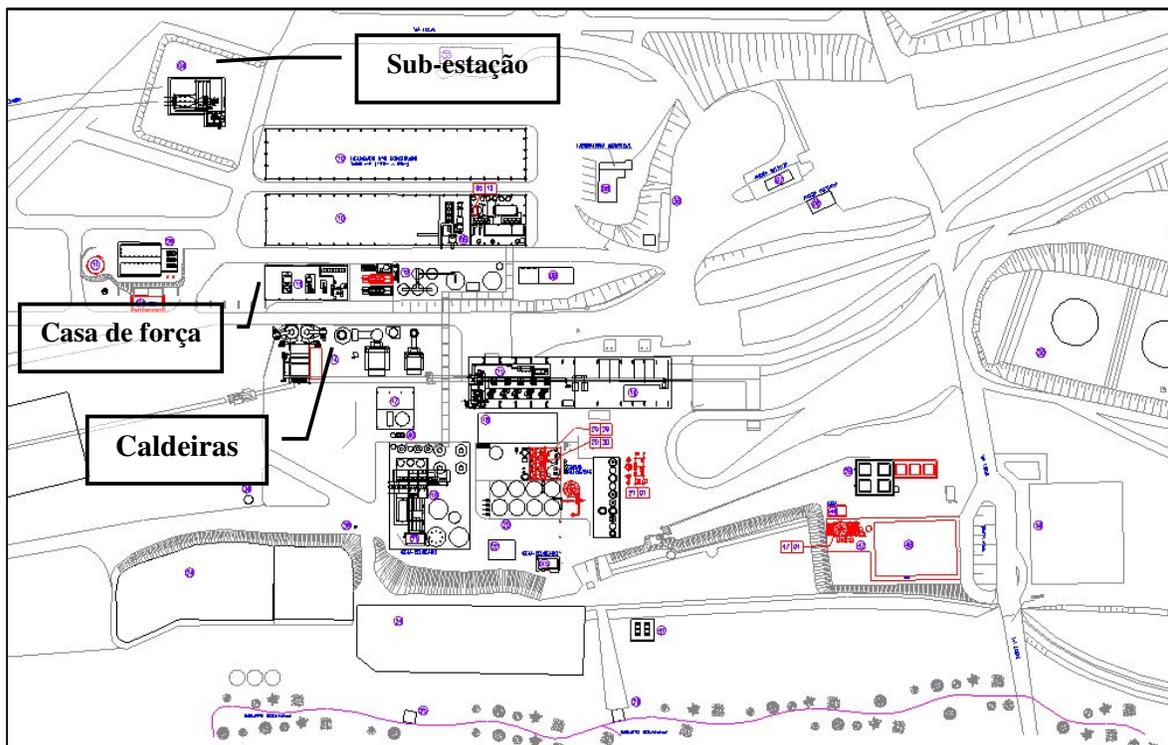


Figura 4: Localização dos equipamentos instalados para a cogeração com bagaço de Santa Cândida.



Tabela 3 mostra a escala de implementação da atividade de projeto de cogeração com bagaço.

Tabela 3: Dados técnicos do Projeto de Cogeração com Bagaço Santa Cândida

	Ativo / Ativando			Stand-by	
Antes do Plano de Expansão 2001	2 turbo geradores de contrapressão (2 MW)	1 turbo gerador de contrapressão (1,6 MW)			
	2 caldeiras (21 bar)				
Fase 1 2002	1 turbo gerador de contrapressão (15 MW)	2 turbo geradores de contrapressão (2 MW)	1 turbo gerador de contrapressão (1,6 MW)		
	1 caldeira (42 bar)	2 caldeiras (21 bar)			
Fase 2 2003	1 turbo gerador de condensação (12 MW)	1 turbo gerador de contrapressão (15 MW)	1 turbo gerador de contrapressão (2 MW)	1 turbo gerador de contrapressão (2 MW)	1 turbo gerador de contrapressão (1,6 MW)
		1 caldeira (42 bar)	2 caldeiras (21 bar)		



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

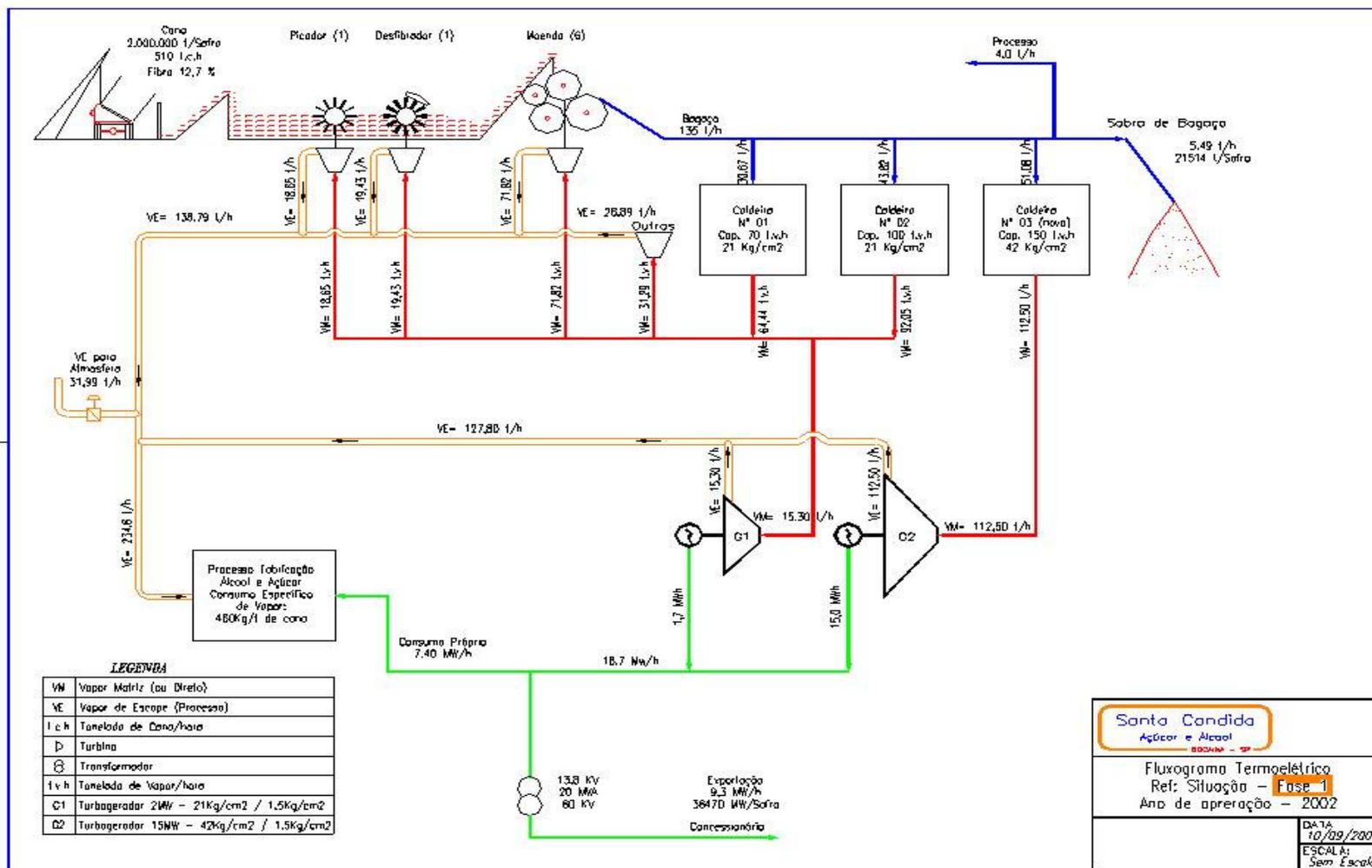


Figura 3: Diagrama de Balanço de Energia para Fase 1

Este modelo não deve ser alterado. Deve ser preenchido sem modificações/ adição de cabeçalhos ou logomarca, formato ou fonte.



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

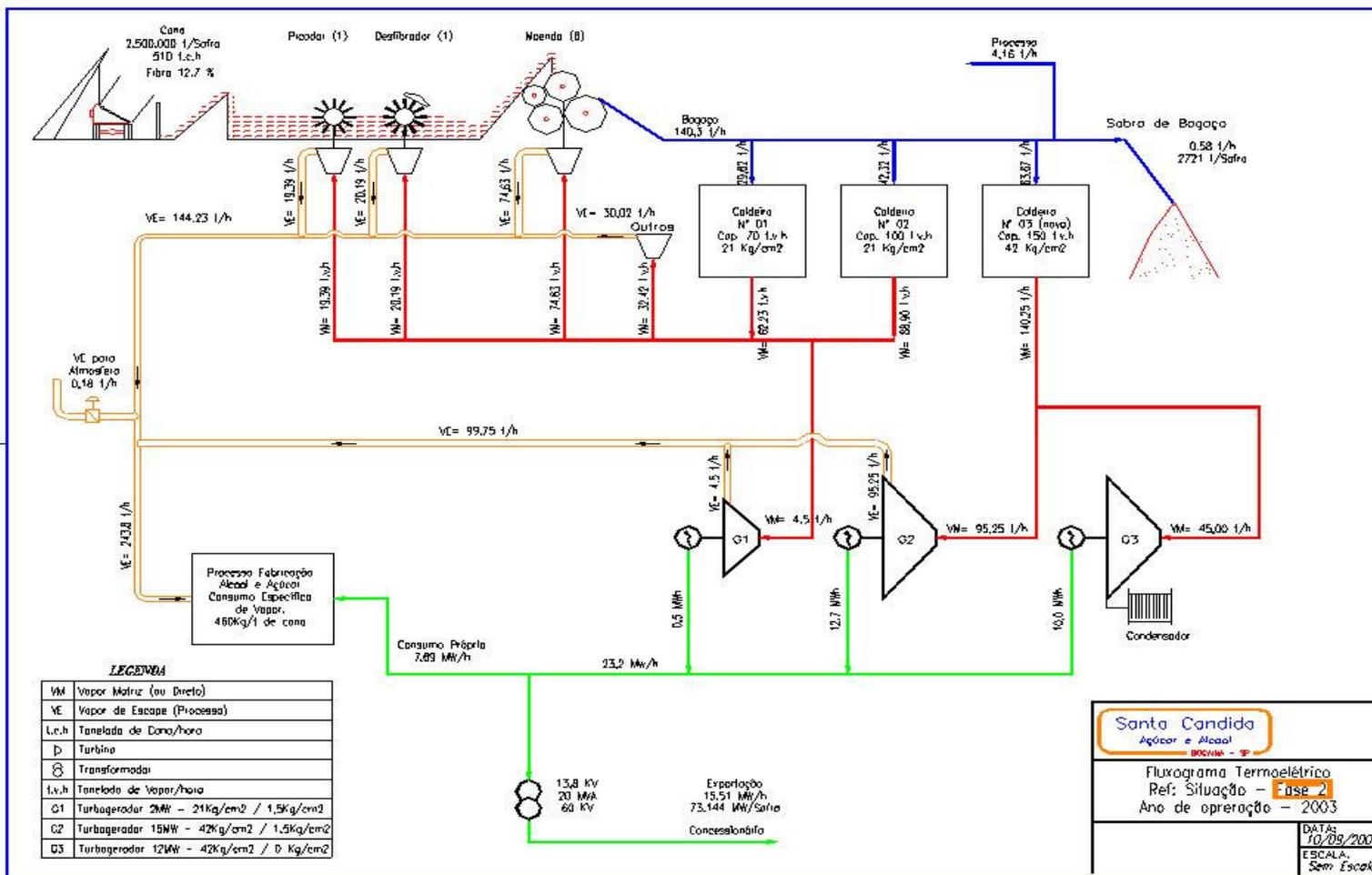


Figura 6: Diagrama de Balanço de Energia para Fase 2

Este modelo não deve ser alterado. Deve ser preenchido sem modificações/ adição de cabeçalhos ou logomarca, formato ou fonte.



Além disso, a cogeração com bagaço depende do fornecimento constante de biomassa para as caldeiras da usina. Se houver uma interrupção no suprimento de bagaço, por exemplo, devido à interrupção no fornecimento de cana-de-açúcar à usina, as caldeiras não poderão produzir vapor requerido tanto pelo processo de produção de açúcar quanto pela geração de energia. Devido a esse fato, o plano de expansão na Santa Cândida inclui acompanhado de investimentos no processo de produção de açúcar, de forma a diminuir o consumo de vapor no processo de produção de açúcar e etanol. Essa redução é necessária para se liberar o máximo possível de vapor para a unidade de cogeração. Conseqüentemente, quanto mais eficiente é o sistema usado para o bagaço disponível, mais alto é o investimento por MWh produzido.

A.4.4. Explicação sucinta de como as emissões antrópicas de gases de efeito estufa (GEEs) por fontes serão reduzidas pela atividade de projeto de MDL proposta, incluindo por que as reduções das emissões não ocorreriam na ausência da atividade de projeto proposta, levando em consideração políticas e circunstâncias nacionais e/ou setoriais:

Entregando energia renovável à rede, a eletricidade que seria de outra forma produzida empregando combustível fóssil é substituída. Essa substituição de eletricidade ocorrerá na margem do sistema, ou seja, este projeto de MDL substituirá eletricidade produzida por fontes marginais (predominantemente por usinas térmicas a combustível fóssil), as quais têm custos mais altos de despacho e são solicitadas somente no período em que fontes que produzem energia na base do sistema não podem suprir a rede (em decorrência das limitações por altos custos marginais de despacho ou limitações de estoque de combustível – no caso de fontes hídricas).

O bagaço é um subproduto fibroso, originário do processamento da cana-de-açúcar, que corresponde a aproximadamente 25% do peso da cana verde e aproximadamente um terço do conteúdo energético da cana. Numa unidade de processamento brasileira típica, queimar bagaço para a geração de calor e eletricidade é uma prática já estabelecida. Estima-se que mais de 700 MW de capacidade para geração de eletricidade a partir do bagaço estão atualmente instalados apenas no estado de São Paulo⁴. A maioria da energia produzida nessas plantas é consumida pelas próprias usinas. Devido às restrições que limitavam o acesso de produtores independentes de energia ao mercado de eletricidade, não havia incentivo às usinas de cana-de-açúcar operarem de uma forma mais eficiente. Caldeiras de baixa pressão, pouca preocupação com o melhor uso e controle do vapor, esmagamento feito mecanicamente ativado pelo vapor, processo de destilação que necessita de muita energia, são alguns poucos exemplos de métodos ineficientes usados normalmente na indústria sucroalcooleira⁵.

A legislação do setor elétrico brasileiro atualmente reconhece o papel do produtor independente de energia, o que acentuou o interesse em melhorar a eficiência das caldeiras e aumentar a geração de eletricidade nas usinas, permitindo às usinas, assim, produzirem energia para satisfazerem suas próprias necessidades e gerarem também uma quantidade excedente que pode ser vendida para a rede elétrica. A atual necessidade de atender a uma demanda crescente de energia no Brasil abre uma real oportunidade para algumas usinas de cogeração de energia a partir do bagaço. Adicionalmente, a característica única de que a geração de energia a partir da cana-de-açúcar no país ocorra nos meses de seca, quando o nível dos reservatórios das hidrelétricas - a mais importante fonte elétrica do país - está baixo, faz dessas iniciativas um complemento perfeito ao sistema elétrico nacional e torna a cogeração de energia a partir do bagaço atrativa para potenciais compradores de eletricidade.

⁴ Secretaria de Energia de São Paulo, 2001.

⁵ Nastari, 2000.



No entanto, barreiras de natureza financeira, dentre outras, ainda representam um desafio para a implementação da maioria dos projetos dessa natureza. Na maioria dos casos, a cultura dos investidores das usinas de açúcar é muito influenciada pelo mercado de açúcar e álcool. Então, eles precisam de um incentivo extra para investir na produção de eletricidade, visto que este é um produto que não poderá ser estocado para especulação. Os contratos de venda de energia, PPAs (do inglês Power Purchase Agreement) requerem diferentes habilidades de negociação, as quais não são comuns na indústria sucroalcooleira. Por exemplo, quando é assinado um contrato de longa duração de venda de energia, o PPA, uma dada usina de açúcar terá de estar suficientemente confiante de que ela irá produzir biomassa suficiente para fornecer ao seu projeto de cogeração. Embora isto pareça fácil de prever, a volatilidade da produtividade de cana-de-açúcar varia de 75 até 120 toneladas de cana por hectare anualmente, dependendo das chuvas. Então, o rendimento na redução de emissão de gases de efeito estufa e outros benefícios associados com o MDL poderão representar uma oportunidade de investimento atraente para algumas usinas e empresas do setor sucroalcooleiro como a Santa Cândida, que se deparam especialmente com as circunstâncias do setor elétrico acima mencionadas, para investir na expansão de sua capacidade de geração de eletricidade e operar seus sistemas de cogeração de uma forma mais racional.

Essa atividade de projeto reduzirá **69.041 tCO₂e** em 7 anos.

A.4.4.1. Quantia estimada de reduções de emissões durante o período de obtenção de créditos escolhido:

Anos	Estimativa anual das reduções de emissões em toneladas de CO ₂ e
2002	2.254
2003	9.492
2004	5.503
2005	12.948
2006	12.948
2007	12.948
2008	12.948
Reduções totais estimadas (toneladas de CO₂e)	69.041
Número total de anos de créditos	7
Média anual do período de crédito das reduções estimadas (toneladas de CO₂e)	9.863

A.4.5. Financiamento público da atividade de projeto:

Não há financiamento público envolvido.



SEÇÃO B. Aplicação de uma metodologia de linha de base

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

AM0015: “Bagasse-based cogeneration connected to an electricity grid”.

B.1.1. Justificativa da escolha da metodologia e por que ela é aplicável à atividade de projeto:

Esta metodologia é aplicável ao PCBSC, porque todo o bagaço utilizado pela Santa Cândida é produzido internamente como um produto resultante do processamento da cana-de-açúcar (produção de álcool e açúcar); o mecanismo de desenvolvimento limpo incentivou os proprietários do projeto a proceder com o projeto, já que o MDL foi considerado desde a fase inicial de concepção como um benefício desejável para os investidores do projeto; produção de bagaço deve mudar apenas se a produção de açúcar e álcool também aumentar e essa atividade de projeto é baseada apenas em uso eficiente de bagaço, não no seu aumento, então essa atividade de projeto não aumenta a produção de bagaço; e finalmente, nenhum bagaço será armazenado por mais do que um ano. Na verdade, o período máximo em que o bagaço será armazenado é durante a estação seca (aproximadamente 6 meses).

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

A atividade do projeto segue os passos dados pela metodologia, levando em conta o cálculo de (b) Simple Adjusted OM no PASSO 1, uma vez que não haveria dados disponíveis para aplicação da opção preferida – (c) Dispatch Data Analysis OM. No PASSO 2, a opção 1 foi escolhida. A tabela a seguir apresenta as informações-chave e os dados usados na determinação do cenário de linha de base.

Número ID	Tipo de dado	Valor	Unidade	Fonte dos dados
1. EG _y	Eletricidade fornecida à rede pelo Projeto.	Obtido durante todo o tempo de vida do projeto.	MWh	Proprietário do projeto
2. EF _y	Fator de emissão de CO ₂ da rede.	0,249	tCO ₂ e/MWh	Calculado
3. EF _{OM,y}	Fator de emissão de CO ₂ da Margem de Operação da rede.	0,404	tCO ₂ e/MWh	Esse valor foi calculado usando os dados do ONS (Operador Nacional do Sistema), o gerenciador do sistema elétrico brasileiro.
4. EF _{BM,y}	Fator de emissão de CO ₂ da Margem em Construção da rede.	0,094	tCO ₂ e/MWh	Esse valor foi calculado usando os dados do ONS (Operador Nacional do Sistema), o gerenciador do sistema elétrico brasileiro.



10. λ_y	Fração de tempo em que fontes de baixo custo e despacho obrigatório estão na margem.	$\lambda_{2001} = 0,520$ $\lambda_{2002} = 0,505$ $\lambda_{2003} = 0,531$	-	Esses valores foram calculados usando os dados do ONS (Operador Nacional do Sistema), o gerenciador do sistema elétrico brasileiro.
-----------------	--	--	---	---

B.3. Descrição de como as emissões antrópicas de gases de efeito estufa por fontes são reduzidas para níveis inferiores aos que teriam ocorrido na ausência da atividade de projeto registrada de MDL:

Aplicação da ferramenta de demonstração e avaliação da adicionalidade da Santa Cândida.

Passo 0. Projeção preliminar baseada na data de início da atividade do projeto

1. (a) O início dessa atividade ocorreu no ano de 2002, no começo da época de colheita a estação deste ano, que é evidenciado pela compra do maior equipamento – a caldeira – em 20 de abril de 2001.

1. (b) Sr. Guilherme Dumit, responsável por este projeto, participou de dois cursos de especialização: “Curso de Especialização em Engenharia de Controle da Poluição Ambiental, LATU – SENSU. Faculdade de Saúde Pública da Universidade de São Paulo – USP”, de fevereiro a dezembro de 1999; e de fevereiro a dezembro de 2000, “Curso de Especialização em Gestão Ambiental, LATU – SENSU. Faculdade de Saúde Pública da Universidade de São Paulo – USP e Faculdade de Arquitetura e Urbanismo – FAU”. Ambos cursos trataram em detalhe, um dos principais temas do Protocolo de Quioto e do mercado de carbono em vista. Então, ele estava desde essa época consciente do potencial de retorno do vapor que poderia vir a acontecer com a existência do MDL, i.e., as vendas do CERs, e contatos com atuantes no MDL. Além disso, Santa Cândida é associada da UNICA⁶, que foi a organizadora do seminário “Fonte de recursos para projeto: o MDL – Mecanismo de Desenvolvimento Limpo”, que ocorreu em São Paulo, no dia 7 de abril de 2000. Nessa época a fonte de fundos do MDL foi apresentada pela Sra. Sandra Brown da Winrock International, Sr. Gylvan Meira Filho do IPCC, Sr. Bernard Grimm da TÜV Süddeutschland, Sr. Edwin Aalders da SGS, Sr. Ricardo Britto Santos Pereira da UNICA e Sr. Leal Lima da Copersucar.

Passo 1. Identificação das alternativas para a atividade do projeto, consistente com as leis e regulamentações atuais.

Sub-passo 1a. Definir alternativas para a atividade do projeto

1. Havia somente duas possibilidades para a implantação desta atividade de projeto: uma consistia em manter a situação corrente da usina de açúcar, focando apenas na produção de açúcar e álcool, dirigindo os investimentos na melhoria da eficiência e aumento da escala da atividade central. A outra opção seria assumir a atividade do projeto, investindo em aumentar a eficiência do vapor e da produção de eletricidade para venda, pela aquisição de caldeiras de alta eficiência e turbo geradores.

⁶ União da Agroindústria Canaveira de São Paulo



Sub-passo 1b: Aplicação das leis e regulamentações aplicáveis

2. Como pode ser visto na seção F, essa atividade de projeto cumpre com todas as leis ambientais e também com outras leis aplicáveis e requerimentos regulamentares. Como a outra alternativa era continuar com a situação de antes da decisão de implementar essa atividade de projeto de MDL, ela é considerada consistente com todas as regulamentações aplicáveis.
3. Não aplicável.
4. Ambas alternativas estão em conformidade com todas as regulamentações.

Passo 3. Análise de Barreiras

Sub-passo 3a. Identificar barreiras que impediriam a implantação do tipo da atividade de projeto proposta

1+2. Segundo COELHO (1999)⁷, “programa de cogeração de larga escala no setor sucro-alcooleiro ainda não ocorreu, devido às inúmeras barreiras, principalmente econômica, política e institucional”, como:

I. Barreiras tecnológicas

As barreiras tecnológicas representam um ponto muito importante para o crescimento da cogeração por bagaço no Brasil. Apesar de o ciclo-Rankine ser uma tecnologia bastante conhecida, as unidades de cogeração operam com baixa eficiência e não são competitivas se comparadas a outras opções de geração. Por causa disso, há um aspecto delicado sobre a tecnologia e o valor econômico para tal tecnologia. Apesar desta tecnologia ser bem desenvolvida, o valor econômico para sua aplicação não serve para projetos de escala similares a outras usinas de açúcar no Brasil. COELHO (1999) justifica enfatizando que os custos unitários (\$ / MW instalado) são significativamente influenciados pelo efeito de escala. Como a unidade de cogeração por bagaço deveria ter uma escala pequena devido ao alto custo de transporte do combustível (bagaço), os investimentos são altos. Portanto, como a diminuição dos custos é almejada, o resultado final é uma instalação simplificada e uma eficiência mais baixa.

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

Finalmente, SWISHER (1997)⁸, considera difícil convencer o distribuidor local que a energia a ser adquirida, geralmente gerada durante a época de colheita, é suficientemente confiável para ser contabilizada no seu planejamento.

II. Barreiras Políticas e Institucionais

⁷ COELHO, Suani T. *Mecanismos para implementação da cogeração de eletricidade a partir de biomassa: um modelo para o Estado de São Paulo*. São Paulo: Programa interunidades de pós-graduação em energia, 1999.

⁸ SWISHER, J. *Using area-specific cost analysis to identify low incremental-cost renewable energy options: a case study of co-generation using bagasse in the State of São Paulo*. Washington DC: Prepared for Global Environment Facility (GEF) Secretariat, 1997.



Do ponto de vista do setor elétrico, segundo COELHO (1999), adquirir eletricidade que não hidroelétrica não seria uma prioridade, pois sendo a eletricidade a partir do bagaço ser gerada apenas na época da colheita, não poderia ser oferecida energia de forma confiável. Entretanto, a grande vantagem da eletricidade a partir do bagaço é que ela é produzida durante o período no qual as usinas hidrelétricas enfrentam dificuldades, devido ao baixo nível de chuvas. Como resultado, COELHO (1999) sugere que exista um significativo prejuízo e tradicionalismo dos distribuidores quando decidem em comprar ou não energia proveniente de bagaço.

Do ponto de vista da usina de açúcar, salvo raras exceções, COELHO (1999) diz que a grande maioria das usinas não cogita investir em cogeração (para venda de eletricidade) como prioridade. O setor, mesmo no atual contexto político, parece não ter motivação para investir em um processo que ele vê com desconfiança e cuja produção não tem garantia de um mercado seguro no futuro. Ademais, é fato que “as usinas de açúcar são essencialmente dirigidas por famílias, o que dificulta a associação com agentes financeiros externos”, o que permitiria ao setor ser mais competitivo e diversificar seus investimentos.

Do ponto de vista dos agentes econômicos, o excessivo grau de garantias requerido para financiar os projetos é uma barreira comum para se atingir um estágio de viabilidade financeira, profundamente discutida em SWISHER (1997).

Outras barreiras são mais relacionadas à falta de acordos contratuais comerciais adequados dos compradores de energia (ex.: contratos de longo prazo negociáveis e mecanismos de garantia de pagamento para tanto o setor público local quanto para compradores privados que não tenham crédito) e que tornam mais difícil de se obter financiamentos de longo prazo de um banco e/ou um banco de desenvolvimento. Algumas outras barreiras financeiras ocorrem simplesmente devido aos custos proibitivos de transação, que incluem a burocracia de se obter a licença ambiental.

Desde 1997, segundo SWISHER (1997), o anúncio do Decreto de Cogeração está sendo aguardado, e se esperava que isso tivesse influência positiva nas decisões corporativas a respeito da implantação de projetos de biomassa. A proposta original do Decreto de Cogeração, que nunca foi aprovado, obrigava a compra de equipamentos⁹ de cogeração e auto-geração por parte das concessionárias. Ao invés de energia renovável, o plano de expansão do governo para energia elétrica, aprovado em fevereiro de 2000, é baseado em combustível fóssil – gás natural. Este plano de expansão, chamado de PPT – Programa Prioritário de Termelétricas, tornou-se uma realidade pouco antes da crise de energia. Os beneficiários do PPT, que eram basicamente usinas térmicas de gás natural, através do Decreto 3.371 de Fevereiro de 2000 do Ministério de Minas e Energia (MME), contavam com condições de preço garantido, atrativo e de longo prazo nas vendas de energia e suprimento de gás natural, conjuntamente com o financiamento do BNDES. Apesar de não ser provável que o PPT venha a ser completamente implantado, a políticas do setor público para energia renovável não são consideradas confiáveis o suficiente pelos executivos do setor privado para dar apoio à expansão da cogeração nas usinas de açúcar. Esta suposição é claramente demonstrada pela seguinte lista de regras e/ou regulamentações no setor energético que foram lançadas nos últimos 10 anos:

- **Março de 1993:** A Lei 8.631 ajusta a regulamentação de tarifas para a energia elétrica;
- **Fevereiro de 1995:** A Lei 8.987 estabelece concessões públicas para a energia;

⁹ Decreto Presidencial sobre a cogeração de energia elétrica, rascunho de 5 de Agosto de 1997.



- **Julho de 1995:** A Lei 9.074 regulamenta as concessões para o setor de energia;
- **Dezembro de 1996:** A Lei 9.427 cria a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL);
- **Agosto de 1997:** A Lei 9.478 cria o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE);
- **Outubro de 1997:** Decreto 2.335 regula as obrigações da ANEEL;
- **Dezembro de 1997:** Implementação da ANEEL;
- **Mai de 1998:** A Lei 9.648 estabelece o Mercado Atacadista de Energia (MAE) e o Operador Nacional do Sistema (ONS);
- **Julho de 1998:** Decreto 2.655 regula as obrigações da MAE e da ONS;
- **Fevereiro de 2000:** Decreto 3.371 regula o Programa Prioritário de Termelétricas (PPT);
- **Abril de 2002:** A Lei 10.438 institui o PROINFA – Programa de Incentivo a Fontes Alternativas de Energia Elétrica, determinando que contratos devem ser assinados dentro de 24 meses da sua data e que haverá diferentes valores econômicos para a aquisição de 3.300MW de capacidade elétrica de fontes renováveis pela estatal Eletrobrás, para plantas com data de início de operação anterior a 30 de Dezembro de 2006.
- **Agosto de 2002:** Medida Provisória 64, ato presidencial que muda a constituição para permitir a regulamentação do setor energético, incluindo o PROINFA;
- **Dezembro de 2002:** Resolução 4.541 da ANEEL regula a implementação do PROINFA, estabelecendo que valores econômicos devem ser definidos em 90 dias;
- **Março de 2003:** Decreto 4.644 adia, por 180 dias, da sua data, o valor econômico e os anúncios das diretrizes operacionais;
- **Junho de 2003:** Decreto 4.758 adia indefinidamente a data para o valor econômico e os anúncios das diretrizes operacionais e revogou o Decreto 4.644 acima mencionado;
- **Novembro de 2003:** A Lei 10.762 de 11 de Novembro de 2003 revisada da Lei 10.438 de 26 de Abril de 2002 institui o PROINFA.
- **Março de 2004:** Decreto 5.025 regula a Lei 10.438 de 26 de Abril de 2002.

Para a análise deste projeto de MDL, na época do início do projeto, não havia incentivo institucional como o PROINFA para ser considerado. Portanto, a decisão da companhia de assinar um PPA de longo prazo com o distribuidor local representou, sem dúvida, um risco significativo que a usina estava disposta a assumir.

Apesar do PROINFA entrar em vigor no ano de 2004, isso não afeta os PPAs atuais, porque o PROINFA planeja comprar energia de projeto que gerará eletricidade em Janeiro de 2006, apenas. Portanto, a atividade de projeto não tem fases de operação elegíveis para o PROINFA.



Adicionalmente ao parágrafo acima, apenas 572 MW de projetos de cogeração de biomassa foi licenciado e selecionado pelo PROINFA, apesar da quantidade total esperada a ser contratada pela Eletrobrás foi de 1.100 MW. Isso mostra claramente que o valor econômico proposto pelo PROINFA para biomassa não é suficiente para encorajar o desenvolvimento de tais projetos. A conclusão do PROINFA é que é ainda incerto quanto beneficiará a baixa produção de energia renovável.

III. Barreiras Econômicas e de Investimentos

“Existem diversas razões para a relutância das concessionárias brasileiras em oferecer preços mais altos para energia de cogeração. Uma razão importante provém da hipótese de que os custos são geograficamente uniformes, isto é, há essencialmente um valor único para o custo evitado no setor industrial. Se este valor do custo não indica que haja economia suficiente quando da compra de energia de cogeração e portanto haja pouca motivação econômica, tanto sob um monopólio público quanto uma estrutura privatizada competitiva, para uma concessionária pagar o suficiente para a cogeração para satisfazer os critérios financeiros de seus investidores em potencial”¹⁰ como citado por SWISHER (1997). Na realidade, o custo econômico é a razão pela qual as concessionárias brasileiras não compram energia de cogeração, pelo menos enquanto a regulamentação do setor não garantir a eles repassar tais custos para o consumidor final. O custo da eletricidade varia numa faixa entre US\$ 35 a US\$ 105 por MWh, de acordo com o Plano de Expansão 2001-2010 do Governo Brasileiro, que é mais alto do que o custo marginal para a expansão elétrica do sistema - US\$ 33/MWh¹¹.

COELHO (1999) enfatiza um dos maiores problemas de se vender energia excedente para a rede, como sendo o valor econômico pago às usinas de açúcar insuficiente para remunerar o capital investido pelas usinas de açúcar na expansão de um projeto de cogeração. Além disso, “a taxa de acesso à rede não contribui para a viabilidade da venda da energia excedente para os distribuidores”.

Resumindo, SWISHER (1997) considera que as principais dificuldades são encontradas em: (a) **pequeno tamanho de projetos e custos de instalação**: como os custos fixos são altos e usualmente as instalações não são grandes, há uma grande barreira econômica para implementação desses tipos de projetos, já que os retornos serão baixos comparando com os custos fixos, (b) **disponibilidade de financiamentos de longo prazo**: tradicionalmente, projetos de infra-estrutura costumam ter mais acesso a financiamentos de longo prazo, situação que se alterou após a privatização do setor elétrico. (c) **falta de garantias**: além das garantias técnicas, investidores requerem garantias comerciais, estabelecendo um paradoxo: privatizações devem fomentar uma economia baseada em mercado, mas bancos ainda requisitam garantias governamentais para assegurar investimentos de longo prazo no setor privado, (d) **falta de financiamento local**: falta de familiaridade com ferramentas financeiras de projeto e também devido às altas taxas de juros no Brasil.

Além disso, é importante notar que o negócio de comercialização de eletricidade é responsável por uma pequena parte do total dos retornos da usina – 2,24% para o ano fiscal de 2004.

III. Barreira Cultural

¹⁰ Joel Swisher personal communication with Rolls Royce Power Ventures project manager. Mark Croke, August 26, 1997. Swisher J. 1997 pg. 76.

¹¹ “Como se pode observar, os custos unitários das fontes alternativas de energia ainda são altos comparados ao custo marginal de expansão do sistema, hoje calculado em US\$33/MWh”. IN: Ministério de Minas e Energia, Brasil 2001, pág. 80.



Devido à natureza do negócio da indústria açucareira, a abordagem de marketing é restrita a transação de tipo commodity. Por isso, a transação de eletricidade baseada em contratos de longo prazo (PPA) representa uma significativa vantagem no modelo de negócios. Nesse caso, a transação de eletricidade deve representar uma oportunidade de investimento seguro, tanto pela perspectiva econômica quanto social-ambiental, para convencer as usinas de açúcar a investirem nisso.

Existem também questões referentes à capacidade administrativa das companhias que compõem a indústria açucareira brasileira. Em muitos casos, elas demonstraram vontade de assumir investimentos em novas tecnologias, mas sem financiamento e capacidade empreendedora suficientes para completar tais projetos, segundo WALTER (1994)¹².

Sub-passo 3b: Demonstrar que as barreiras identificadas não impediriam a implantação de ao menos uma das alternativas (exceto a atividade do projeto proposta).

3. Como exposto acima, a outra alternativa para esta atividade de projeto seria manter a situação corrente e focar estritamente na atividade principal, que é a produção de açúcar e álcool. Assim, como as barreiras mencionadas acima estão diretamente relacionadas ao ingresso em um novo negócio (venda de energia), não há impedimento para as usinas de açúcar manterem (ou mesmo investirem) na sua atividade principal.

Passo 4. Análise das práticas comuns.

Sub-passo 4a: Analisar outras atividades similares à atividade do projeto proposta

1. O setor açucareiro, historicamente, sempre explorou a biomassa (bagaço) de uma maneira ineficiente, utilizando caldeiras de baixa pressão. Apesar de consumirem quase todo o seu bagaço na geração de energia para uso próprio, a produção é feita de tal maneira que não há energia excedente disponível para venda, e nenhuma companhia de açúcar se aventurou no mercado de eletricidade até recentemente.

Atividades de projetos similares foram implementadas por companhias líderes na indústria – Cia Açucareira Vale do Rosário. Entretanto, estes são poucos exemplos em um universo de cerca de 320 usinas de açúcar. Atualmente, existem outras atividades de projetos similares em implantação, por exemplo: a Cia Energética Santa Elisa, Moema, Equipav, Nova América e outras. Projetos similares juntos estão restritos a aproximadamente 10% da indústria açucareira, já que os outros 90% continuam queimando seu bagaço para uso próprio, da velha e ineficiente maneira. Isto claramente demonstra que apenas uma pequena parte deste setor deseja investir em projetos de cogeração. Além disso, a maioria dos projetos similares, que estão atualmente sendo implementados, não consideram o MDL (Econergy já desenvolveu pelo menos 26 projetos de cogeração com bagaço de MDL no Brasil).

Sub-passo 4b: Discutir outras opções similares que estão ocorrendo

2. Este tipo de atividade de projeto não é considerado uma atividade difundida no Brasil, devido à pequena porção de usinas no país que produzem eletricidade para venda. Também, a maioria das atividades similares está sendo desenvolvida como atividade de projeto de MDL.

¹² Walter, A.C.S. *Viabilidade e Perspectivas da Co-geração e Geração Termelétrica no Setor Sucro-alcooleiro*. Tese de Doutorado. UNICAMP, Campinas, 1994.



Passo 5. Impacto do registro do MDL

O impacto do registro desta atividade do projeto de MDL contribuirá com a transposição de todas as barreiras descritas nesta ferramenta: tecnológica, institucional e política, econômica e de investimentos e cultural. O registro trará mais segurança ao investimento em si, e fomentará e apoiará a decisão dos proprietários do projeto a progredir no seu modelo de negócio. Desta maneira, a atividade do projeto já está em negociação para vender seus esperados RCEs.

Além disso, o registro do projeto de MDL deve influenciar outros projetos similares a se dispor a usar os benefícios econômicos das vendas dos RCEs. Então, também haveria um benefício de todos esses seguidores trabalhar estritamente na gestão ambiental sustentável, já que isso é requerido para qualquer projeto que queira ser registrado.

Adicionalmente aos benefícios e incentivos mencionados no texto da Ferramenta de Adicionalidade publicado pelo Conselho Executivo do MDL, também poderão ser experimentados pelas atividades de projeto, tais como: o projeto atingirá o objetivo das reduções antrópicas de GEE; vantagens financeiras da renda obtida nas vendas dos RCEs que trarão mais robustez à situação financeira do projeto; e sua probabilidade de atrair novos parceiros e nova tecnologia (já existem companhias desenvolvendo um novo tipo de caldeira extra-eficiente, e a compra de tal equipamento poderá ser estimulada devido à renda da venda dos RCEs) e reduzir os riscos do investidor.

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

A definição da fronteira do projeto relatada na metodologia de linha de base é aplicada para esta atividade de projeto, da seguinte forma:

Linha de base da energia da rede elétrica: para o PCBSC, o subsistema Sul-Sudeste e Centro-Oeste da rede elétrica brasileira é considerado como uma fronteira, pois é o sistema com o qual a Santa Cândida está conectada, e o que recebe toda a eletricidade produzida a partir do bagaço.

Usina de cogeração com bagaço: a usina de cogeração com bagaço, considerada como fronteira, compreende todo terreno onde os equipamentos de cogeração estão instalados.

B.5. Informações detalhadas sobre a linha de base, incluindo a data de término do estudo de linha de base e o nome da pessoa(s)/entidade(s) que determina(m) a linha de base:

1. Data de finalização do texto final desta seção da linha de base: 16/08/2005.
2. Nome da pessoa/entidade que determina a linha de base:

ECONERGY (Contato no Anexo I para informações), que é um participante do projeto, é responsável pelos serviços técnicos relacionados a reduções da emissão de GEE e é, portanto, em parceria com a Santa Cândida, elaborador deste documento e de todo o seu conteúdo.



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

C.1 Duração da atividade de projeto:

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

11/06/2002.

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

25 anos-0 meses.¹³

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

C.2.1. Período renovável de obtenção de créditos:

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

11/06/2002.

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

7 anos-0 meses.

C.2.2. Período fixo de obtenção de créditos:

C.2.2.1. Data de início:

Deixado em branco intencionalmente.

C.2.2.2. Duração:

Deixado em branco intencionalmente.

SEÇÃO D. Aplicação de uma metodologia e de um plano de monitoramento

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

Metodologia de monitoramento aprovada AM0015: “Bagasse-based cogeneration connected to an electricity grid”

¹³ Especialistas da ANEEL sugerem a utilização de 25 anos para a vida operacional de turbinas a vapor, combustão, ciclo combinado e plantas nucleares, de acordo com Bosi, 2000, pg. 29.



D.2. Justificativa da escolha da metodologia e por que ela é aplicável à atividade de projeto:

A metodologia de monitoramento foi desenvolvida para ser aplicada ao Projeto de MDL Vale do Rosário. Devido à grande similaridade entre os projetos, a mesma metodologia foi escolhida para monitorar as reduções de emissões decorrentes do PCBSC.

A aplicabilidade dessa metodologia é descrita no parágrafo B1.1 desse documento.



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



D.2. 1. Opção 1: Monitoramento das emissões no cenário do projeto e no cenário de linha de base

Não há emissão do projeto a ser considerada nessa atividade de projeto.

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

Número de Identificação <i>(use números para facilitar o cruzamento de referências com a tabela D.3)</i>	Variável dos dados	Fonte dos dados	Unidade dos dados	Medido (m), calculado (c) ou estimado (e)	Frequência do registro	Proporção dos dados a serem monitorados	Como os dados serão arquivados? (eletronicamente/ em papel)	Comentário

D.2.1.2. Descrição das fórmulas usadas para estimar as emissões do projeto (para cada gás, fonte, fórmula/algoritmo, unidades de emissão de CO₂equ.)

Deixado em branco intencionalmente.

D.2.1.3. Dados relevantes necessários para determinar a linha de base das emissões antrópicas por fonte de GEEs dentro do limite do projeto e identificação de como esses dados serão coletados e arquivados:

Número de Identificação	Variável	Fonte dos dados	Unidade dos dados	Medidos (m), calculados (c) ou estimados (e)	Frequência de registro	Proporção dos dados a ser monitorada	Como os dados serão arquivados? (eletrônico/ papel)	Comentários
1. EGy	Eletricidade fornecida à rede pelo Projeto.	Leituras da medição de energia conectada à rede e notas fiscais das vendas	MWh	<i>m</i>	Mensal	100%	Eletrônico e Papel	Dupla checagem com notas fiscais de venda. Os dados serão arquivados de acordo com os procedimentos internos, até dois anos depois do final do período de créditos.

Este modelo não deve ser alterado. Deve ser preenchido sem modificações/ adição de cabeçalhos ou logomarca, formato ou fonte.



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



2. EF _y	Fator de emissão de CO ₂ da rede.	Calculado	tCO ₂ e/MWh	<i>c</i>	Na validação e anualmente depois do registro	0%	Eletrônico e Papel	Os dados serão arquivados de acordo com os procedimentos internos, até dois anos depois do final do período de créditos.
3. EF _{OM,y}	Fator de emissão de CO ₂ da Margem de Operação da rede.	Fator calculado pela ONS, o gerenciador do sistema elétrico brasileiro.	tCO ₂ e/MWh	<i>c</i>	Na validação e anualmente depois do registro	0%	Eletrônico e Papel	Os dados serão arquivados de acordo com os procedimentos internos, até dois anos depois do final do período de créditos.
4. EF _{BM,y}	Fator de emissão de CO ₂ da Margem em Construção da rede.	Fator calculado pela ONS, o gerenciador do sistema elétrico brasileiro.	tCO ₂ e/MWh	<i>c</i>	Na validação e anualmente depois do registro	0%	Eletrônico e Papel	Os dados serão arquivados de acordo com os procedimentos internos, até dois anos depois do final do período de créditos.
10. λ _y	Fração de tempo em que fontes de baixo custo e despacho obrigatório estão na margem.	Fator calculado pela ONS, o gerenciador do sistema elétrico brasileiro.	index	<i>c</i>	Na validação e anualmente depois do registro	0%	Eletrônico e Papel	Os dados serão arquivados de acordo com os procedimentos internos, até dois anos depois do final do período de créditos.

D.2.1.4. Descrição das fórmulas usadas para estimar as emissões de linha de base (para cada gás, fonte, fórmula/ algoritmo, unidades de emissões de CO₂equ.)

$EF_{OM, simple_adjusted, y} = (1 - \lambda_y) \frac{\sum_{i,j} F_{i,j,y} \cdot COEF_{i,j}}{\sum_j GEN_{j,y}} + \lambda_y \frac{\sum_{i,k} F_{i,k,y} \cdot COEF_{i,k}}{\sum_k GEN_{k,y}} \quad (\text{tCO}_2\text{e/GWh})$ $EF_{electricity} = \frac{EF_{OM} + EF_{BM}}{2} \quad (\text{tCO}_2\text{e/GWh})$ $BE_{electricity,y} = EF_{electricity} \cdot EG_y$	<p><i>F_{i,j(or m),y}</i> É a quantidade de combustível <i>i</i> (em unidade de massa ou volume) consumida pelas fontes relevantes de energia <i>j</i> no ano(s) <i>y</i></p> <p><i>j, m</i> Refere-se às fontes de energia fornecedoras de eletricidade à rede, exceto plantas de baixo custo e despacho obrigatório, e incluindo importações da rede</p> <p><i>COEF_{i,j(or m),y}</i> É o coeficiente de emissão de CO₂ do combustível <i>i</i> (tCO₂ / unidade de massa ou volume do combustível), levando em conta o conteúdo de carbono dos combustíveis usados por fontes relevantes de energia <i>j</i> (ou <i>m</i>) e o percentual de oxidação do combustível em ano(s) <i>y</i></p> <p><i>GEN_{j(or m),y}</i> É a eletricidade (MWh) despachada à rede pela fonte <i>j</i> (ou <i>m</i>)</p> <p><i>BE_{electricity,y}</i> São as emissões de linha de base devidas à substituição de eletricidade durante o ano <i>y</i> em toneladas de CO₂</p> <p><i>wom, wbm</i> São os pesos dados para a margem em operação (OM) e a margem em construção (BM) no cálculo do fator de emissão.</p> <p><i>EG_y</i> É a quantidade líquida de eletricidade gerada na planta de cogeração com bagaço, resultante da atividade do projeto durante o ano <i>y</i> em MWh,</p> <p><i>EF_{electricity,y}</i> É o fator de emissão de CO₂ de linha de base para a eletricidade.</p>
--	--

Este modelo não deve ser alterado. Deve ser preenchido sem modificações/ adição de cabeçalhos ou logomarca, formato ou fonte.



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



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

D.2.2.1. Dados a serem coletados para monitoramento das emissões da atividade de projeto, e como esses dados serão arquivados:

Número de Identificação <i>(use números para facilitar o cruzamento de referências com a tabela D.3)</i>	Variável	Fonte	Unidade	Medidos (m), calculados (c) ou estimados (e)	Frequência do registro	Proporção dos dados a serem monitorados	Como os dados serão arquivados? (eletronicamente/ em papel)	Comentário

D.2.2.2. Descrição das fórmulas usadas para calcular as emissões do projeto (para cada gás, fonte, fórmulas/ algoritmo, unidades de emissão de CO₂equ.):

Deixado em branco intencionalmente.

D.2.3. Tratamento de fugas no plano de monitoramento
D.2.3.1. Se aplicável, descreva as informações e os dados que serão coletados para monitorar os efeitos das fugas da atividade de projeto:

Número de Identificação <i>(use números para facilitar o cruzamento de referências com a tabela D.3)</i>	Variável	Fonte	Unidade	Medidos (m), calculados (c) ou estimados (e)	Frequência do registro	Proporção dos dados a serem monitorados	Como os dados serão arquivados? (eletronicamente/ em papel)	Comentário

Deixado em branco intencionalmente.

Este modelo não deve ser alterado. Deve ser preenchido sem modificações/ adição de cabeçalhos ou logomarca, formato ou fonte.



D.2.3.2. Descrição das fórmulas usadas para estimar as fugas (para cada gás, fonte, fórmulas/ algoritmo, unidades de emissões de CO₂equ.):

Deixado em branco intencionalmente.

D.2.4. Descrição das fórmulas usadas para estimar reduções de emissões para a atividade de projeto (para cada gás, fonte, fórmulas/ algoritmo, unidades de emissões de CO₂equ.):

$ER_y = BE_{thermal, y} + BE_{electricity, y} - PE_y - L_y$ <p>BE_{thermal, y} = 0</p> <p>PE_y = 0</p> <p>L_y = 0</p> <p>BE_{electricity, y} = EF_{electricity} · EG_y</p>	<p>ER_y: São as reduções de emissão da atividade do projeto, durante o ano y em toneladas de CO₂</p> <p>BE_{electricity, y}: São as emissões de linha de base devidas ao deslocamento de eletricidade durante o ano y em toneladas de CO₂</p> <p>BE_{thermal, y}: São as emissões de linha de base devidas á deslocamento de energia térmica durante o ano y em toneladas de CO₂</p> <p>PE_y: São as emissões do projeto durante o ano y em toneladas de CO₂.</p> <p>L_y: São as emissões de fuga durante o ano y em toneladas de CO₂.</p>
--	---

D.3. Estão sendo realizados procedimentos de controle de qualidade (CQ) e garantia de qualidade (GQ) para os dados monitorados

Dados (Indique a tabela e o número de identificação por ex. 3.-1.; 3.2.)	Grau de incerteza dos dados (Alto/Médio/Baixo)	Explique os procedimentos de CQ/GQ planejados para esses dados, ou por que tais procedimentos não são necessários.
1	Baixo	Estes dados serão diretamente usados no cálculo da redução de emissão. Registro das vendas e outros registros são usados para assegurar a consistência.
2	Baixo	Dados não precisam ser monitorados
3	Baixo	Dados não precisam ser monitorados
4	Baixo	Dados não precisam ser monitorados
10	Baixo	Dados não precisam ser monitorados

Este modelo não deve ser alterado. Deve ser preenchido sem modificações/ adição de cabeçalhos ou logomarca, formato ou fonte.



D.4 Descreva a estrutura operacional e administrativa que o operador do projeto implementará para monitorar as reduções de emissões e quaisquer efeitos relacionados às fugas, gerados pela atividade de projeto:

A estrutura para monitoramento desta atividade de projeto consistirá, basicamente, no registro da quantidade de energia vendida à rede (EG_y) e a quantidade de horas que cada motor operará. Há duas operações que os operadores do projeto devem realizar para assegurar a consistência dos dados.

1. Leituras mensais do equipamento de medição calibrado devem ser registradas numa planilha eletrônica;
2. Recibos de venda devem ser arquivados para dupla checagem dos dados. No caso de inconsistência, esses são os dados a serem usados.

Ademais, de acordo com a lei, o equipamento de medição deve ser periodicamente calibrado para obedecer aos regulamentos para produtores independentes de energia conectados à rede regional.

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

ECONERGY, que é participante do projeto, é responsável pelos serviços técnicos relacionados a reduções das emissões de GEEs e é, portanto, em parceria com a Santa Cândida, elaborador deste documento e de todo o seu conteúdo.



SEÇÃO E. Estimativa de emissões de gases de efeito estufa por fontes

E.1. Estimativa das emissões de gases de efeito estufa por fontes:

Essa atividade de projeto não acarreta queima adicional de combustível fóssil devido à sua implementação. Dessa forma, a variável PE_y , apresentada nessa metodologia, não necessita ser monitorada.

Então, $PE_y = 0$

E.2. Fugas estimadas:

A atividade de projeto não afeta a quantidade média de bagaço usualmente vendido anteriormente a implementação do projeto. Além disso, a quantidade média de bagaço usualmente vendida de 1998 a 2003 é de 26.766 toneladas, com um desvio padrão de 18.719 toneladas. Então, esse número é somente 5% do total de bagaço produzido, que pode ser desconsiderado.

Assim, $L_y = 0$

E.3. A soma dos itens E.1 e E.2 representando as emissões da atividade de projeto:

$L_y + PE_y = 0$

E.4. Estimativa das emissões antrópicas por fontes de gases de efeito estufa da linha de base:

A metodologia de linha de base considera a determinação do fator de emissão da rede na qual a atividade de projeto está conectada como o centro dos dados a serem determinados no cenário da linha de base. No Brasil, há duas redes principais, Sul/Sudeste/Centro-Oeste e Norte/Nordeste, no entanto a rede relevante para este projeto é a Sul/Sudeste/Centro-Oeste.

O método que será escolhido para calcular a Margem de Operação (MO) para o fator de emissão da eletricidade de linha de base será a opção (b) “*Simple Adjusted OM*”, já que a escolha de preferência (c) “*Dispatch Data Analysis OM*” enfrentaria a barreira de disponibilidade de dados no Brasil.

Para calcular a Margem de Operação, dados de despacho diários do Operador Nacional do Sistema (ONS) precisaram ser coletados. ONS não fornece regularmente tais informações, o que implicou em obtê-las através de comunicação direta com a entidade.

As informações obtidas referem-se aos anos 2001, 2002 e 2003, e são as informações mais recentes disponíveis nesse estágio (no final de 2004 ONS forneceu dados de despacho para toda a rede interconectada na forma de relatórios¹⁴ diários de 1º de janeiro de 2001 a 31 de dezembro de 2003, as informações mais recentes disponíveis nesse estágio).

Cálculo do “Simple Adjusted Operating Margin Emission Factor” (Margem em Operação)

¹⁴ *Acompanhamento Diário da Operação do Sistema Interligado Nacional*. ONS-CNOS, Centro Nacional de Operação do Sistema. Relatórios diários de todo o sistema interconectado de 1º de Janeiro de 2001 a 31 de Dezembro de 2003.



De acordo com a metodologia, o projeto determina o “Simple Adjusted Operating Margin Emission Factor” ($EF_{OM, simple_adjusted, y}$). Então, a equação seguinte a ser resolvida é:

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

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

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

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

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

Os fatores Lambda foram calculados de acordo com os requisitos da metodologia. Mais informações detalhadas são fornecidas no Anexo 3. A tabela abaixo apresenta esses fatores.

Ano	Lambda
2001	0,5204
2002	0,5053
2003	0,5312

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

Ano	Carga elétrica (MWh)
2001	263.706.242
2002	275.402.896
2003	288.493.929

Usando informações apropriadas para $F_{i,j,y}$ e $COEF_{i,j}$, os fatores de emissão da MO para cada ano podem ser determinados, como segue:

$$EF_{OM, simple_adjusted, 2001} = (1 - \lambda_{2001}) \frac{\sum_{i,j} F_{i,j,2001} \cdot COEF_{i,j}}{\sum_j GEN_{j,2001}} \therefore EF_{OM, simple_adjusted, 2001} = 0,3524 \text{ tCO}_2\text{/MWh}$$



$$EF_{OM, simple_adjusted, 2002} = (1 - \lambda_{2002}) \frac{\sum_{i,j} F_{i,j,2002} \cdot COEF_{i,j}}{\sum_j GEN_{j,2002}} \therefore EF_{OM, simple_adjusted, 2002} = 0,4207 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$$

$$EF_{OM, simple_adjusted, 2003} = (1 - \lambda_{2003}) \frac{\sum_{i,j} F_{i,j,2003} \cdot COEF_{i,j}}{\sum_j GEN_{j,2003}} \therefore EF_{OM, simple_adjusted, 2003} = 0,4396 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$$

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

$$EF_{OM, simple_adjusted, 2001-2003} = 0,404 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$$

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

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

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

$$EF_{BM, 2003} = 0,094 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$$

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

$$EF_{electricity, 2001-2003} = 0,5 * 0,404 + 0,5 * 0,094 = 0,249 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$$

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

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

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

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



$$BE_{\text{electricity},y} = 0,249 \text{ tCO}_2/\text{MWh} \cdot EG_y \text{ (em tCO}_2\text{e)}$$

E.5. Diferença entre os itens E.4 e E.3, representando as reduções nas emissões da atividade de projeto:

As reduções de emissões para essa atividade de projeto são:

$$ER = BE_{\text{electricity},y} - (L_y + PE_y) = 0,249 \text{ tCO}_2/\text{MWh} \cdot EG_y - 0 \rightarrow ER = 0,249 \text{ tCO}_2/\text{MWh} \cdot EG_y$$

E.6. Tabela fornecendo valores obtidos ao se aplicar as fórmulas acima:

Ano	Estimativa das reduções de emissões da atividade do projeto (toneladas de CO ₂ e)	Estimativa das reduções de emissões da linha de base (toneladas de CO ₂ e)	Estimativa da fuga (toneladas de CO ₂ e)	Estimativa das reduções de emissões (toneladas de CO ₂ e)
2002	2.254	0	0	2.254
2003	9.492	0	0	9.492
2004	5.503	0	0	5.503
2005	12.948	0	0	12.948
2006	12.948	0	0	12.948
2007	12.948	0	0	12.948
2008	12.948	0	0	12.948
Total (toneladas de CO ₂ e)	69.041	0	0	69.041

SEÇÃO F. Impactos Ambientais

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

Os impactos ambientais possíveis são analisados pela Secretaria de Estado do Meio Ambiente (SMA) através da Companhia de Tecnologia de Saneamento Ambiental (CETESB) – agência ambiental do estado de São Paulo, antes da emissão da Licença de Instalação da Usina de Açúcar através do relatório ambiental submetido à SMA. Como Santa Cândida cumpriu com todos os requerimentos de mitigação de qualquer impacto possível, ela recebeu uma Licença de Pré-Operação. A renovação dessa licença foi solicitada à CETESB, apesar disso, ela ainda não está disponível.



F.2. Se os impactos ambientais forem considerados significativos pelos participantes do projeto ou pela Parte anfitriã, forneça as conclusões e todas as referências de apoio à documentação relativa a uma avaliação de impacto ambiental realizada de acordo com os procedimentos, conforme exigido pela Parte anfitriã:

Santa Cândida contratou “Projec – Engenharia Ambiental” para desenvolver um Relatório Ambiental Preliminar (RAP) que é necessário para a emissão da Licença de Instalação. Os impactos que CETESB considerou relevantes são:

1. A companhia não deve emitir poluentes (odores ou partículas) à atmosfera, num nível que poderia ser perceptível fora dos limites do local do projeto;
2. Emissões de fumaça devem cumprir o Artigo 31 da Lei Estadual 997/76;
3. Os efluentes líquidos do projeto devem ser tratados atendendo os artigos 11 e 18 da Lei Estadual 997/76, aprovada pelo Decreto 8468/76, alterado pelo Decreto 15425/80, assim como a Resolução do CONAMA 20/86;
4. O nível de ruído do projeto deve seguir os padrões estabelecidos pela NBR 10151;
5. O projeto deve dispor seus resíduos sólidos industriais de forma que não cause nenhum prejuízo ambiental;
6. A companhia deve seguir os requerimentos da Licença Prévia 00527 de 26/07/02.

Santa Cândida, entretanto, cumpriu com todos os requerimentos e está aguardando a versão definitiva da Licença de Operação.

SEÇÃO G. Comentários dos Atores

G.1. Breve descrição do processo de convite e compilação dos comentários dos atores locais:

Santa Cândida comunicou-se com os atores locais sobre a instalação e operação de sua nova unidade termoeétrica através de diversas publicações em jornais locais e oficiais.

Também, como solicitação da Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima, a AND brasileira, Santa Cândida convidou diversas organizações e instituições para comentar o projeto de MDL a ser desenvolvido. Cartas¹⁵ foram enviadas para os seguintes destinatários:

1. Companhia de Tecnologia de Saneamento Ambiental (CETESB);
2. Conselho Municipal de Meio-Ambiente (Condema);
3. Câmara dos Vereadores de Jaú;
4. Prefeitura do Município de Bocaína;
5. Associação dos trabalhadores de indústrias químicas da região e de Bauru;
6. Cooperativa de crédito do município de Jaú;
7. Câmara dos Vereadores de Bocaína;
8. Associação de fornecedores de cana de Jaú;
9. Fórum Brasileiro de ONGs;
10. Associação dos trabalhadores rurais de Bariri;
11. Associação dos trabalhadores rurais de Jaú;
12. Associação dos trabalhadores rurais de Dourados;

¹⁵ Cópias dos convites e comentários estão disponíveis com os Participantes do Projeto.



13. Associação dos trabalhadores rurais de Bocaína;
14. Advogados de Jaú;
15. Associação dos trabalhadores do transporte rodoviário da região e de Jaú;
16. Secretaria de Estado do Meio Ambiente;
17. Prefeitura do Município de Jaú.

G.2. Resumo dos comentários recebidos:

Dos atores acima contactados, os seguintes comentários foram recebidos:

1. CETESB afirmou que não deveria fazer comentários sobre projetos, já que projetos de reduções de emissões de gases de efeito estufa provavelmente não têm licenças ambientais e sugeriu submeter o projeto à secretaria do meio-ambiente do estado, que já foi providenciado pelo desenvolvedor do projeto;
2. Condema congratulou o desenvolvedor do projeto pela iniciativa, afirmando que esse tipo de projeto é fundamental para garantir uma melhor qualidade de vida na região;
3. Câmara dos Vereadores de Jaú fez comentários das práticas de gestão adotadas pelo desenvolvedor do projeto, práticas que melhoram as qualidades sociais e ambientais da região, e que o projeto de MDL é muito bom. As responsabilidades sociais e ambientais das entidades envolvidas no projeto são também enfatizadas, sem mencionar seu compromisso com o desenvolvimento sustentável;
4. A Prefeitura de Bocaína respondeu mencionando que usinas de açúcar sempre geravam sua própria eletricidade e apenas recentemente corpos governamentais reconheceram a viabilidade de permitir a participação de energia renovável a partir da cana-de-açúcar na matriz energética. Além disso, energia a partir da queima de bagaço é produzida quando a geração hidrelétrica é crítica, devido a razões climáticas. Dessa forma, não havia nada a apontar sobre a iniciativa dos desenvolvedores, desde que a atividade de cana-de-açúcar permite a produção de energia de três formas: açúcar, etanol e eletricidade;
5. Associação dos trabalhadores de indústrias químicas da região e de Bauru congratulou o desenvolvedor pela iniciativa;
6. Cooperativa de crédito do município de Jaú fez algumas congratulações sobre o projeto e afirmou que o Protocolo de Quioto merece seu apoio;
7. Câmara dos Vereadores de Bocaína congratulou os desenvolvedores do projeto pela iniciativa;
8. Associação de fornecedores de cana de Jaú não fez comentários;
9. Fórum Brasileiro de ONGs não fez comentários;
10. Associação dos trabalhadores rurais de Bariri não fez comentários;
11. Associação dos trabalhadores rurais de Jaú não fez comentários;
12. Associação dos trabalhadores rurais de Dourados não fez comentários;
13. Associação dos trabalhadores rurais de Bocaína não fez comentários;
14. Advogados de Jaú;
15. Associação dos trabalhadores do transporte rodoviário da região e de Jaú;
16. Secretaria de Estado do Meio Ambiente não fez comentários;
17. Prefeitura do Município de Jaú não fez comentários.

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

Já que não foram recebidos comentários, Santa Cândida achou razoável finalizar o processo sem maiores considerações.



Anexo 1

DADOS PARA CONTATO DOS PARTICIPANTES DA ATIVIDADE DE PROJETO

1.1 Desenvolvedor do projeto responsável pela atividade do projeto de MDL

Organização:	Econergy Brasil Ltda.
Rua/Cx. Postal:	Rua Pará, 76 cj 41
Edifício:	Higienópolis Office Center
Cidade:	São Paulo
Estado/Região:	SP
CEP:	01243-020
País:	Brasil
Telefone:	+55 (11) 3219-0068
FAX:	+55 (11) 3219-0693
E-Mail:	junqueira@econergy.com.br
URL:	http://www.econergy.com.br
Representada por:	
Título:	Sr.
Forma de tratamento:	
Sobrenome:	Diniz Junqueira
Nome do meio:	Schunn
Nome:	Marcelo
Departamento:	Direção
Celular:	+55 (11) 8263-3017
FAX direto:	+55 (11) 3219-0693
Tel direto:	+55 (11) 3219-0068 ext 25
E-Mail:	junqueira@econergy.com.br



1.2 Companhia anfitriã da atividade do projeto

Organização:	Santa Cândida Açúcar e Álcool Ltda
Rua/Cx. Postal:	Fazenda Santa Cândida s/n
Edifício:	
Cidade:	Bocaina
Estado/Região:	SP
CEP:	17240-000
País:	Brasil
Telefone:	+55 (14) 3666-9000
FAX:	+55 (14) 3666-9037
E-Mail:	santacandida@netsite.com.br
URL:	-
Representada por:	
Título:	Sr.
Forma de tratamento:	
Sobrenome:	Dumit
Nome do meio:	Canto
Nome:	Guilherme
Departamento:	
Celular:	
FAX direto:	Mesmo acima
Tel direto:	Mesmo acima
E-Mail:	gdumit@santacandida.com.br



Anexo 2

INFORMAÇÕES SOBRE FINANCIAMENTO PÚBLICO

Não há financiamento público foi solicitado.

Anexo 3

INFORMAÇÕES DE LINHA DE BASE

Informações detalhadas da configuração do sistema de cogeração na usina de açúcar Santa Cândida, assim como, as vendas de energia esperadas e geração de reduções de emissões são apresentadas abaixo:

Projeto de Cogeração com Bagaço Santa Cândida									
	Item	(Fase 1)		2004	2005	2006	2007	2008	Total RCEs
		2002	(Fase 2) 2003						
Redução de emissão da rede conectada	Capacidade instalada, MW	20,6	29	29	29	29	29	29	
	Consumo interno (MW)	7,4	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7	
	Standby (MW)		3,6	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	
	Capacidade instalada disponível para venda (MW)	13,2	17,7	19,3	19,3	19,3	19,3	19,3	
	Dias totais estimados de cogeração	150	90	48	112	112	112	112	
	Horas de operação (h/ano)	3.601	2.154	1.145	2.694	2.695	2.696	2.697	
	Energia elétrica a ser vendida à CPFL, MWh/ano	9.051	38.121	22.102	52.000	52.000	52.000	52.000	
	Fator de emissão de linha de base tCO ₂ e/MWh	0,249	0,249	0,249	0,249	0,249	0,249	0,249	
	Reduções de emissão totais de CO ₂ , tCO ₂ e/year	2.254	9.492	5.503	12.948	12.948	12.948	12.948	69.041

O sistema elétrico brasileiro tem sido historicamente dividido em dois subsistemas: Norte/Nordeste (N/NE) e Sul/Sudeste/Centro-Oeste (S/SE/CO). Isto ocorre principalmente devido à evolução histórica e física do sistema, o qual se desenvolveu naturalmente ao redor dos grandes centros consumidores do país.

A evolução natural de ambos os sistemas está crescentemente mostrando que a integração ocorrerá no futuro. Em 1998, o governo Brasileiro anunciou o primeiro movimento com a linha de interconexão entre S/SE/CO e N/NE. Com investimentos em torno de US\$700 milhões, a conexão teve como propósito principal, na visão do governo, ao menos, ajudar a resolver desequilíbrios energéticos no país: a região S/SE/CO poderia suprir a N/NE caso fosse necessário e vice-versa.



Todavia, mesmo após o estabelecimento da interconexão, a papelada técnica ainda divide o sistema Brasileiro em dois (Bosi, 2000)¹⁶:

“... onde o Sistema Elétrico Brasileiro se divide em três subsistemas separados”:

- (i) O Sistema Interconectado Sul/Sudeste/Centro-Oeste;
- (ii) O Sistema Interconectado Norte/Nordeste, e
- (iii) Os Sistemas Isolados (que representam 300 localizações eletricamente isoladas dos sistemas interconectados).”

Além disso, Bosi (2000) apresenta uma forte argumentação a favor do assim chamado multi-projeto de linha de base:

“Para grandes países com diferentes circunstâncias no interior de suas fronteiras e diferentes redes energéticas baseadas nos três diferentes sistemas, multi-projetos de linha de base no setor de eletricidade talvez tenham a necessidade de se desagregar abaixo do nível do país para que possa prover representação acreditável do que poderia ter ocorrido de outra forma”.

Finalmente, deve-se levar em consideração que mesmo que os sistemas estejam interconectados atualmente, a transmissão de energia entre o N/NE e o S/SE/CO é severamente limitada pela capacidade das linhas de transmissão. Então, somente uma fração do total de energia gerada em ambos os subsistemas é enviada de alguma maneira. É natural que essa fração possa mudar de direção e magnitude (acima da capacidade da linha de transmissão) dependendo do padrão hidrológico, clima e outros fatores incontroláveis. Mas não é necessário que isso represente uma quantidade significativa da demanda de cada subsistema. Também deve ser considerado que apenas no final de 2004 a interconexão entre SE e NE foi concluída, isto é, se os proponentes do projeto estiverem coerentes com a base de dados de geração disponível no momento da submissão para validação do DCP, uma situação onde a transmissão de eletricidade entre os subsistemas estava restrita deverá ser considerada.

O sistema elétrico brasileiro compreende atualmente ao redor de 91,3 GW de capacidade instalada, no total de 1.420 iniciativas de geração de eletricidade. Destas, aproximadamente 70% são plantas hidroelétricas, perto de 10% são plantas de energia a partir da queima de gás natural, 5,3% são plantas de diesel e óleo combustível, 3,1% de são fontes de biomassa (cana-de-açúcar, madeira, casca de arroz, biogás e licor negro), 2% são usinas nucleares, 1,4% são plantas de carvão, e também há 8,1 GW de capacidade instalada nos países vizinhos (Argentina, Venezuela, Uruguai e Paraguai) que deverão despachar energia à rede brasileira (<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/OperacaoCapacidadeBrasil.asp>). Essa última capacidade é na realidade compreendida principalmente por 6,3GW da parte do Paraguai na Itaipu Binacional, uma usina hidrelétrica que opera tanto no Brasil quanto no Paraguai, mas cuja produção é enviada quase que totalmente para a rede brasileira.

As metodologias aprovadas AM0015 e ACM0002 pedem aos proponentes do projeto a se responsabilizar por “todas fontes geradoras servindo o sistema”. Deste modo, ao aplicar uma destas metodologias, os proponentes de projeto no Brasil devem procurar e pesquisar todas as plantas energéticas que servem o sistema brasileiro.

¹⁶ Bosi, M. *An Initial View on Methodologies for Emission Baselines: Electricity Generation Case Study*. Agência Internacional de Energia. Paris, 2000.



Na realidade, informações do tipo das fontes de geração não são publicamente disponíveis no Brasil. O centro de despacho nacional, ONS – Operador Nacional do Sistema – argumenta que tais informações de despacho são estratégicas para os agentes de energia e por isso não podem se tornar disponíveis. Por outro lado, a ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica, fornece informações de capacidade energética e outros interesses legais do setor de eletricidade, mas nenhuma informação de despacho pode ser adquirida por esta entidade.

A respeito disto, os proponentes de projetos procuraram por uma solução plausível para tornar possível o cálculo do fator de emissão do Brasil com a melhor acurácia possível. Visto que dados de despacho real são necessários, a ONS foi contatada para que os participantes pudessem saber até que grau de detalhe as informações poderiam ser fornecidas. Depois de muitos meses de diálogo, a informação de despacho diário das plantas foi disponibilizada para os anos de 2001, 2002 e 2003.

Os proponentes de projeto, ao discutir a viabilidade da utilização desses dados, concluíram que era a mais apropriada informação a ser considerada para determinar o fator de emissão da rede brasileira. De acordo com a ANEEL, de fato, a ONS centralizou as plantas de despacho estimadas em 75.547 MW de capacidade instalada em 31/12/2004, dentre o total de 98.848,5 MW instalados no Brasil na mesma data (http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Resumo_Gráficos_mai_2005.pdf), incluindo a capacidade disponível nos países vizinhos para exportar ao Brasil e plantas de emergência, que são despachadas somente nos períodos de limitações elétricas do sistema. Tal capacidade é na realidade constituída de plantas com capacidade instalada de 30 MW ou mais, conectadas ao sistema por linhas de energia de 138kV ou linhas de alta voltagem. Então, mesmo que o cálculo do fator de emissão não considere todas as fontes de geração que servem ao sistema, aproximadamente 76,4% da capacidade instalada que serve ao Brasil está sendo levada em consideração, o que é suficiente em vista das dificuldades de obtenção de informações de despacho no Brasil. Além disso, os 23,6% restantes são plantas que não tem despacho coordenado pela ONS, visto que: mesmo que elas operem com base nos acordos de compra os quais não estão sob controle das autoridades de despacho, ou estão localizadas em sistemas não interconectados aos quais a ONS tem acesso. Deste modo, esta parte não é passível de afetar os projetos de MDL, e esta é outra razão para que não seja levada em consideração na determinação do fator de emissão.

Na tentativa de incluir todas as fontes de geração, os desenvolvedores do projeto consideraram a opção de pesquisar por dados disponíveis, mas não oficiais para suprimir a lacuna existente. A solução encontrada foi a base de dados da Agência Internacional de Energia (AIE) criada para executar o estudo “Testes de Caminhos de Linhas de Base para Projetos de Mitigação de Gases de Efeito Estufa no Setor de Energia Elétrica”, publicado em Outubro de 2002. Ao fundir os dados da ONS com os dados da AIE em uma planilha eletrônica, os proponentes do projeto tiveram a possibilidade de considerar todas as fontes de geração conectadas a redes relevantes para determinara o fator de emissão. O fator de emissão calculado foi mais conservador ao considerar apenas os dados da ONS, como é mostrada na tabela abaixo a margem de construção em ambos os casos.

Margem de Construção com fusão de dados da AIE/ONS (tCO ₂ /MWh)	Margem de Construção com dados da ONS (tCO ₂ /MWh)
0,205	0,0937

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



As eficiências das usinas de combustível fóssil também foram retiradas da redação da AIE. Isso foi feito considerando a falta de mais informações detalhadas sobre essas informações de fontes públicas, confiáveis e acreditáveis.

Da referência mencionada:

A eficiência de conversão de combustíveis fósseis (%) para plantas de energia térmica foi calculada com base na capacidade instalada de cada planta e da energia produzida de fato. Para a maioria das plantas de energia por combustível fóssil em construção, um valor constante de 30% foi usado como estimativa para a eficiência de conversão de seus combustíveis fósseis. Essa hipótese foi baseada nos dados disponíveis em literatura e baseados nas observações da atual situação destes tipos de plantas atualmente em operação no Brasil. Para as únicas duas plantas de gás natural em ciclo combinado (totalizando 648 MW) assumiu-se taxa de eficiência maior, isto é, 45%.

Então apenas dados para plantas em construção em 2002 (com início de operação em 2002 e 2003) foram estimados. Todas as outras eficiências foram calculadas. Para o melhor do nosso conhecimento, não há reforma/modernização de usinas de geração mais antigas no período analisado (2001 a 2003). Por essa razão, os participantes do projeto consideram a aplicação desse número não apenas razoável, mas a melhor opção disponível.

Os dados de despacho horário reunidos mais recentemente recebidos pela ONS foram usados para determinar o fator lambda para cada um dos anos de dados disponíveis (2001, 2002 e 2003). A geração de baixo custo e despacho obrigatório foi determinada como a geração total menos a geração das plantas de geração térmica por combustível fóssil, esta última determinada por dados diários de despacho fornecidos pela ONS. Toda essa informação foi disponibilizada aos validadores e extensivamente discutida com eles, de maneira a tornar todos os pontos claros.

Nas páginas seguintes, um resumo das análises é fornecido. Primeiro, a tabela com as 122 plantas despachadas pela ONS é fornecida. Depois, uma tabela com as conclusões resumidas das análises, com o cálculo do fator de emissão mostrado. Finalmente, as curvas de duração de carga do sistema S/SE/CO são apresentadas.



DOCUMENTO DE CONCEÇÃO DE PROJETO (MDL-DCP) - Versão 02



Plantas de Despacho da ONS

	Subsystem*	Fuel source**	Power plant	Operation start [2, 4, 5]	Installed capacity (MW) [1]	Fossil fuel conversion efficiency (%) [2]	Carbon emission factor (tCO ₂ /t) [3]	Fraction carbon oxidized [4]	Emission factor (tCO ₂ /MWh)
1	S-SE-CD	H	Jairau	Sep-2003	121.5	1	0.0	0.0	0.000
2	S-SE-CD	H	Canasvieiras	Sep-2003	129.0	1	0.0	0.0	0.000
3	S-SE-CD	G	Três Lagoas	Aug-2002	306.0	0.3	15.3	99.9%	0.670
4	S-SE-CD	H	Furni (MG)	Jan-2003	180.0	1	0.0	0.0	0.000
5	S-SE-CD	H	Itaipua I	Sep-2002	156.1	1	0.0	0.0	0.000
6	S-SE-CD	G	Aratuclândia	Sep-2002	484.5	0.3	15.3	99.9%	0.670
7	S-SE-CD	G	Canasvieiras	Sep-2002	160.6	0.3	15.3	99.9%	0.670
8	S-SE-CD	H	Pinhal	Sep-2002	81.0	1	0.0	0.0	0.000
9	S-SE-CD	G	Novas Fátiminas	Jan-2003	384.9	0.3	15.3	99.9%	0.670
10	S-SE-CD	O	PCT COGTEE	Jun-2002	8.0	0.3	20.7	99.0%	0.962
11	S-SE-CD	H	Rosário	Jan-2002	220.0	1	0.0	0.0	0.000
12	S-SE-CD	G	Itaipua	May-2002	220.0	0.3	15.3	99.9%	0.670
13	S-SE-CD	H	Canas Bravas	May-2002	465.9	1	0.0	0.0	0.000
14	S-SE-CD	H	São Clara	Jan-2002	60.0	1	0.0	0.0	0.000
15	S-SE-CD	H	Machadinho	Jan-2002	1.140.0	1	0.0	0.0	0.000
16	S-SE-CD	G	Jaz de Fora	Nov-2001	87.0	0.28	15.3	99.9%	0.718
17	S-SE-CD	H	Macaé Merchand	Nov-2001	822.6	0.24	15.3	99.9%	0.837
18	S-SE-CD	H	Lagoado (ANEL - ex. 4022091)	Nov-2001	325.5	1	0.0	0.0	0.000
19	S-SE-CD	G	Eletrobrás	Oct-2001	379.0	0.24	15.3	99.9%	0.837
20	S-SE-CD	H	Porto Estrela	Sep-2001	112.0	1	0.0	0.0	0.000
21	S-SE-CD	G	Cuiabá (Mário Covas)	Aug-2001	529.2	0.3	15.3	99.9%	0.670
22	S-SE-CD	G	W. Arizona	Jan-2001	194.0	0.25	15.3	99.9%	0.804
23	S-SE-CD	G	Uruguaiana	Jan-2000	639.9	0.45	15.3	99.9%	0.447
24	S-SE-CD	H	S. Carolina	Jan-1999	124.0	1	0.0	0.0	0.000
25	S-SE-CD	H	Canasvieiras I	Jan-1999	82.5	1	0.0	0.0	0.000
26	S-SE-CD	H	Canasvieiras II	Jan-1999	72.0	1	0.0	0.0	0.000
27	S-SE-CD	H	Itaipua	Jan-1999	210.0	1	0.0	0.0	0.000
28	S-SE-CD	H	Porto Primavera	Jan-1999	154.0	1	0.0	0.0	0.000
29	S-SE-CD	D	Cuiabá (Mário Covas)	Oct-1998	359.2	0.27	20.2	99.0%	0.878
30	S-SE-CD	H	Saracá	Sep-1998	45.0	1	0.0	0.0	0.000
31	S-SE-CD	H	PCH EMAP	Jan-1998	28.0	1	0.0	0.0	0.000
32	S-SE-CD	H	PCH DEEE	Jan-1998	25.0	1	0.0	0.0	0.000
33	S-SE-CD	H	PCH ENERSUA	Jan-1998	43.0	1	0.0	0.0	0.000
34	S-SE-CD	H	PCH CEB	Jan-1998	15.0	1	0.0	0.0	0.000
35	S-SE-CD	H	PCH ESCELSA	Jan-1998	62.0	1	0.0	0.0	0.000
36	S-SE-CD	H	PCH GORSCA	Jan-1998	50.0	1	0.0	0.0	0.000
37	S-SE-CD	H	PCH CEMAT	Jan-1998	145.0	1	0.0	0.0	0.000
38	S-SE-CD	H	PCH DELG	Jan-1998	15.0	1	0.0	0.0	0.000
39	S-SE-CD	H	PCH CENU	Jan-1998	59.0	1	0.0	0.0	0.000
40	S-SE-CD	H	PCH COPEL	Jan-1998	70.0	1	0.0	0.0	0.000
41	S-SE-CD	H	PCH CEMAG	Jan-1998	84.0	1	0.0	0.0	0.000
42	S-SE-CD	H	PCH CPFL	Jan-1998	65.0	1	0.0	0.0	0.000
43	S-SE-CD	H	S. Mesa	Jan-1998	1,275.0	1	0.0	0.0	0.000
44	S-SE-CD	H	PCH EPARAULO	Jan-1998	28.0	1	0.0	0.0	0.000
45	S-SE-CD	H	Guarimim Almorim	Jan-1997	140.0	1	0.0	0.0	0.000
46	S-SE-CD	H	Colônia	Jan-1997	375.0	1	0.0	0.0	0.000
47	S-SE-CD	H	Miranda	Jan-1997	408.0	1	0.0	0.0	0.000
48	S-SE-CD	H	Navio Pontal	Jan-1994	510.0	1	0.0	0.0	0.000
49	S-SE-CD	H	Sapendy (Ney Braga)	Jan-1992	1,290.0	1	0.0	0.0	0.000
50	S-SE-CD	H	Taquaricui	Jan-1989	554.0	1	0.0	0.0	0.000
51	S-SE-CD	H	Mansão	Jan-1988	210.0	1	0.0	0.0	0.000
52	S-SE-CD	H	D. Francisca	Jan-1987	129.0	1	0.0	0.0	0.000
53	S-SE-CD	H	Ita	Jan-1987	1,450.0	1	0.0	0.0	0.000
54	S-SE-CD	H	Rosário	Jan-1987	369.2	1	0.0	0.0	0.000
55	S-SE-CD	H	Araruama	Jan-1985	1,874.0	1	0.0	0.0	0.000
56	S-SE-CD	H	T. Imbuás	Jan-1985	807.5	1	0.0	0.0	0.000
57	S-SE-CD	H	Itaipu 60 Hz	Jan-1983	6,300.0	1	0.0	0.0	0.000
58	S-SE-CD	H	Itaipu S 50 Hz	Jan-1983	5,375.0	1	0.0	0.0	0.000
59	S-SE-CD	H	Emboncação	Jan-1982	1,192.0	1	0.0	0.0	0.000
60	S-SE-CD	H	Novas Avarandavas	Jan-1982	347.4	1	0.0	0.0	0.000
61	S-SE-CD	H	Gen. Bento Munhoz - GBM	Jan-1982	1,473.0	1	0.0	0.0	0.000
62	S-SE-CD	H	S. Santiago	Jan-1980	1,420.0	1	0.0	0.0	0.000
63	S-SE-CD	H	Iumbazara	Jan-1980	2,280.0	1	0.0	0.0	0.000
64	S-SE-CD	O	Itaipua	Jan-1978	131.0	0.3	20.7	99.0%	0.962
65	S-SE-CD	H	Itaipua	Jan-1978	512.4	1	0.0	0.0	0.000
66	S-SE-CD	H	A. Vermeilha José E. Moraes	Jan-1978	1,396.2	1	0.0	0.0	0.000
67	S-SE-CD	H	S. Simão	Jan-1978	1,710.0	1	0.0	0.0	0.000
68	S-SE-CD	H	Colônia	Jan-1977	440.0	1	0.0	0.0	0.000
69	S-SE-CD	H	S. Dário	Jan-1975	1,078.0	1	0.0	0.0	0.000
70	S-SE-CD	H	Marmbombo	Jan-1975	1,440.0	1	0.0	0.0	0.000
71	S-SE-CD	H	Promissão	Jan-1975	284.0	1	0.0	0.0	0.000
72	S-SE-CD	C	Pres. Médici	Jan-1974	446.0	0.26	26.0	98.0%	1.294
73	S-SE-CD	H	Volta Grande	Jan-1974	380.0	1	0.0	0.0	0.000
74	S-SE-CD	H	Porto Colômbia	Jan-1973	320.0	1	0.0	0.0	0.000
75	S-SE-CD	H	Passo Fundo	Jan-1973	220.0	1	0.0	0.0	0.000
76	S-SE-CD	H	Passo Real	Jan-1973	158.0	1	0.0	0.0	0.000
77	S-SE-CD	H	Ita Sol Solera	Jan-1973	3,444.0	1	0.0	0.0	0.000
78	S-SE-CD	H	Mascarenhas	Jan-1973	131.0	1	0.0	0.0	0.000
79	S-SE-CD	H	Gen. Fagundes de Souza - GPS	Jan-1971	252.0	1	0.0	0.0	0.000
80	S-SE-CD	H	Chapadão	Jan-1971	414.0	1	0.0	0.0	0.000
81	S-SE-CD	H	Jacuarã	Jan-1971	424.0	1	0.0	0.0	0.000
82	S-SE-CD	H	S. Carneiro	Apr-1970	78.0	1	0.0	0.0	0.000
83	S-SE-CD	C	Eletrobrás (Luiz Carlos Barros)	Jan-1969	1,050.0	1	0.0	0.0	0.000
84	S-SE-CD	H	Itaipua	Jan-1969	131.5	1	0.0	0.0	0.000
85	S-SE-CD	H	Jupia	Jan-1969	1,551.2	0.3	20.7	99.0%	0.962
86	S-SE-CD	O	Alameda	Jan-1968	68.0	0.26	20.7	99.0%	1.040
87	S-SE-CD	G	Campos (Roberto Silveira)	Jan-1968	30.0	0.24	15.3	99.9%	0.837
88	S-SE-CD	H	Santa Cruz (RU)	Jan-1968	766.0	0.31	15.3	99.9%	0.648
89	S-SE-CD	H	Paulista	Jan-1968	85.0	1	0.0	0.0	0.000
90	S-SE-CD	H	Linhação (Amarino Sales de Oliveira)	Jan-1967	32.0	1	0.0	0.0	0.000
91	S-SE-CD	H	Caconde	Jan-1966	80.4	1	0.0	0.0	0.000
92	S-SE-CD	C	J. Lacerda C	Jan-1965	263.0	0.25	26.0	98.0%	1.245
93	S-SE-CD	C	J. Lacerda B	Jan-1965	262.0	0.21	26.0	98.0%	1.022
94	S-SE-CD	C	J. Lacerda A	Jan-1965	232.0	0.18	26.0	98.0%	1.085
95	S-SE-CD	H	Barragem de Souza Lima	Jan-1965	143.1	1	0.0	0.0	0.000
96	S-SE-CD	H	Palm (RJ)	Jan-1963	216.0	1	0.0	0.0	0.000
97	S-SE-CD	C	Figueira	Jan-1963	20.0	0.3	26.0	98.0%	1.121
98	S-SE-CD	H	Ramais	Jan-1963	1,216.0	1	0.0	0.0	0.000
99	S-SE-CD	H	Barragem	Jan-1963	146.8	1	0.0	0.0	0.000
100	S-SE-CD	C	Changareadas	Jan-1962	72.0	0.23	26.0	98.0%	1.462
101	S-SE-CD	H	Jurumirim (Almirante A. Loydieri)	Jan-1962	97.7	1	0.0	0.0	0.000
102	S-SE-CD	H	Jacui	Jan-1962	190.0	1	0.0	0.0	0.000
103	S-SE-CD	H	Pereira Passos	Jan-1962	99.1	1	0.0	0.0	0.000
104	S-SE-CD	H	Três Marias	Jan-1962	396.0	1	0.0	0.0	0.000
105	S-SE-CD	H	Eucália da Cunha	Jan-1960	109.8	1	0.0	0.0	0.000
106	S-SE-CD	H	Camargos	Jan-1960	46.0	1	0.0	0.0	0.000
107	S-SE-CD	H	Santa Branca	Jan-1960	56.1	1	0.0	0.0	0.000
108	S-SE-CD	H	Chalchinha Ourada	Jan-1959	699.0	1	0.0	0.0	0.000
109	S-SE-CD	H	São João (Lucas N. Garcia)	Jan-1958	70.0	1	0.0	0.0	0.000
110	S-SE-CD	H	São João (IMS)	Jan-1955	102.0	1	0.0	0.0	0.000
111	S-SE-CD	H	Mascarenhas de Moraes (Rozete)	Jan-1955	478.0	1	0.0	0.0	0.000
112	S-SE-CD	H	Itaipua	Jan-1955	20.0	1	0.0	0.0	0.000
113	S-SE-CD	C	S. Jerônimo	Jan-1954	20.0	0.26	26.0	98.0%	1.294
114	S-SE-CD	O	Canasvieiras	Jan-1954	38.2	0.3	20.7	99.0%	0.962
115	S-SE-CD	O	Pinheiros	Jan-1954	47.0	0.3	20.7	99.0%	0.902
116	S-SE-CD	H	Canasvieiras	Jan-1953	42.5	1	0.0	0.0	0.000
117	S-SE-CD	H	Não Paciência	Jan-1953	378.4	1	0.0	0.0	0.000
118	S-SE-CD	H	Fontes Novas	Jan-1940	130.3	1	0.0	0.0	0.000
119	S-SE-CD	H	Henry Borden Sub	Jan-1926	420.0	1	0.0	0.0	0.000
120	S-SE-CD	H	Henry Borden Ext.	Jan-1926	450.0	1	0.0	0.0	0.000
121	S-SE-CD	H	L. Pompós	Jan-1924	189.7	1	0.0	0.0	0.000
122	S-SE-CD	H	Jacuarã	Jan-1917	11.8	1	0.0	0.0	0.000
Total (MW) =					64,478.6				

* Subsystem S - south; SE-CD - Substation Malhada
 ** 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 de Geração (http://www.aneel.gov.br), data collected in november 2004
 [2] Blos, M., A. Laureano, P. Maternado, R. Schaffler, A.F. Simões, H. Winter and J.M. Lumbra. Road testing databases 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, Relatório Geral dos Novos Empreendimentos de Geração (http://www.aneel.gov.br), data collected in november 2004.



Tabela Resumo

Baseline (including imports)	Emission factors for the Brazilian South-Southeast-Midwest interconnected grid			
	EF_{OM} [tCO ₂ /MWh]	Load [MWh]	LCMR [MWh]	Imports [MWh]
2001	0,7350	263.706.242	244.665.786	5.493.162
2002	0,8504	275.402.896	258.720.232	1.607.395
2003	0,9378	288.493.929	274.649.425	459.586
	Total (2001-2003) =	827.603.067	778.035.443	7.560.143
	$EF_{OM, simple-adjusted}$ [tCO ₂ /MWh]	$EF_{BM,2003}$	from ONS-Lambda SSECO 2001-2003.xls	
	0,4043	0,0937	λ_{2001}	0,5204
	Weights	Default weights	λ_{2002}	0,5053
	$w_{OM} = 1,00$	$w_{OM} = 0,5$	λ_{2003}	0,5312
	$w_{BM} = 0,00$	$w_{BM} = 0,5$		
	EF_{OM} [tCO ₂ /MWh]			
	0,2490			

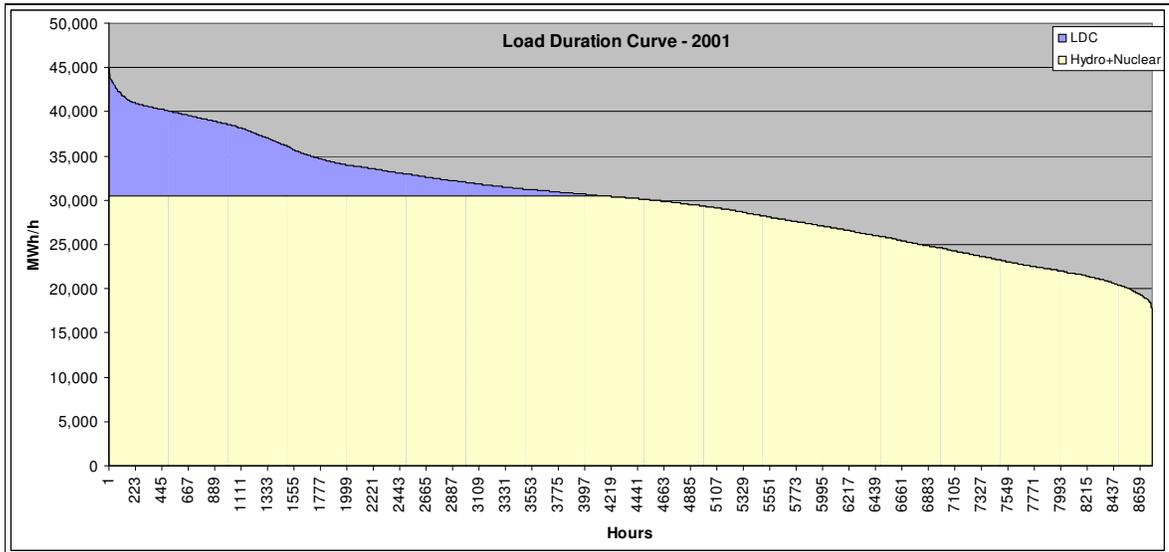


Figura 7: Curva de duração de Carga para o sistema S/SE/CO, 2001

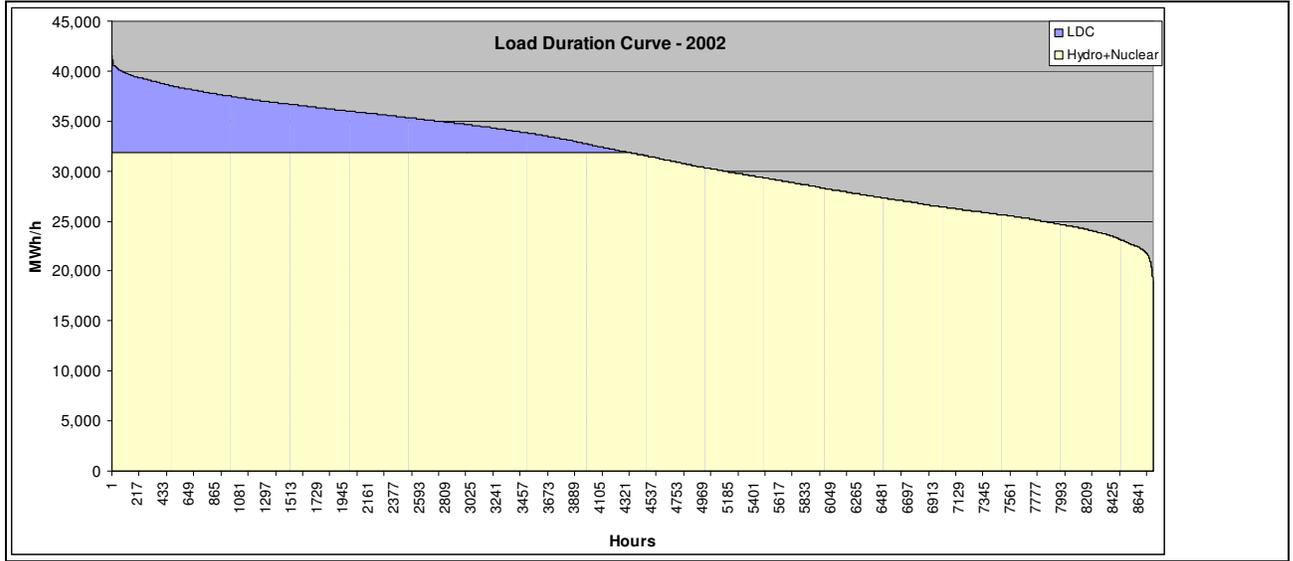


Figura 8: Curva de duração de Carga para o sistema S/SE/CO, 2002

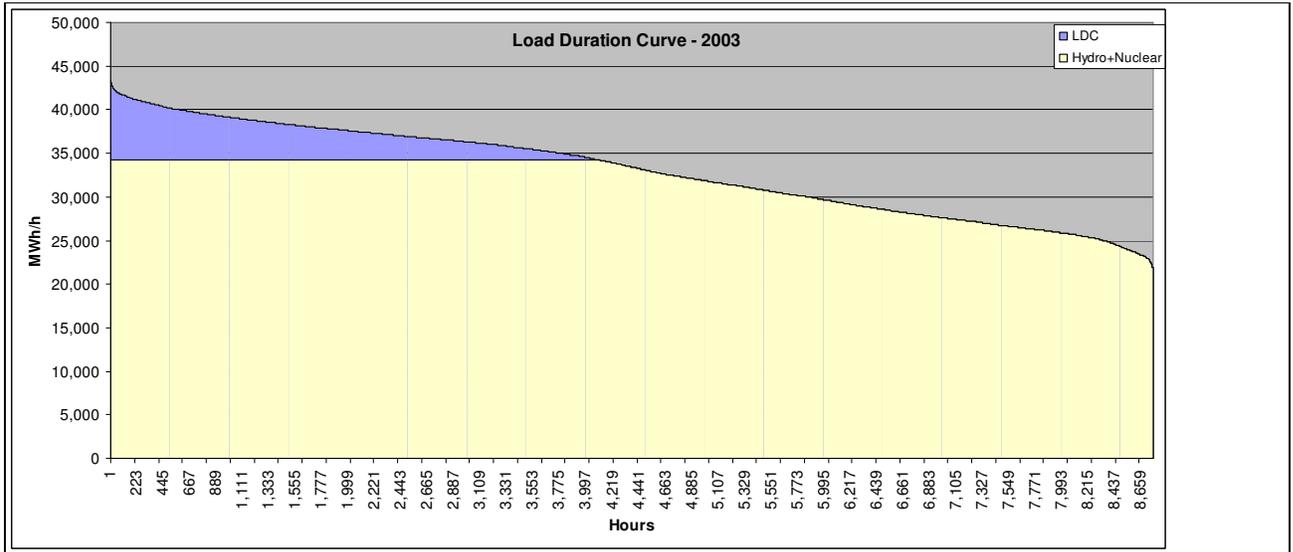


Figura 9: Curva de duração de Carga para o sistema S/SE/CO, 2003

Este modelo não deve ser alterado. Deve ser preenchido sem modificações/ adição de cabeçalhos ou logomarca, formato ou fonte.



Anexo 4

PLANO DE MONITORAMENTO

De acordo com a seção D deste documento, a única variável a ser monitorada nesta atividade de projeto é a quantidade de energia despachada a rede, desde 2002 até o término do último período de obtenção de créditos. Já que nem fuga ou alteração de emissões na rede foi identificada nessa atividade de projeto, não há necessidade de monitorar as variáveis para esses casos. O monitoramento será feito da seguinte maneira:

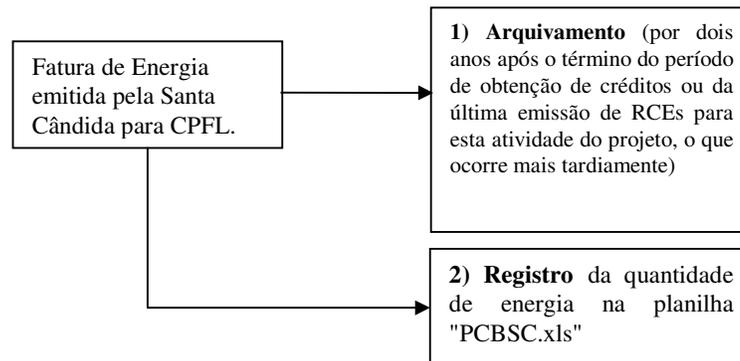


Figura 10: Procedimentos de monitoramento para Santa Cândida

A quantidade de energia despachada para a rede será monitorada através da fatura de energia emitida pela Santa Cândida para CPFL, o distribuidor de energia. O arquivamento será mantido por dois anos após o término do período de obtenção de créditos ou da última emissão de RCEs para esta atividade de projeto, o que ocorrer mais tardiamente. A quantidade de energia será registrada na planilha “PCBSC.xls”, que deve ser instrumento de verificação futura.