



**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 Vale do Rosário (PCBVR).

Versão 1 B

Data do documento: 07/12/2005

As únicas mudanças feitas nesta versão do DCP comparada com a Versão 1 do DCP de 01/08/2005 estão relacionadas com o novo cálculo do fator de emissão da margem de construção com a eficiência das usinas recomendadas pela 22ª reunião do Conselho Executivo do MDL.

A.2. Descrição da atividade de projeto:

Esta atividade de projeto consiste no aumento da eficiência da unidade de cogeração com bagaço (uma fonte renovável de energia, resíduo do processamento de cana-de-açúcar) da **Companhia Açucareira Vale do Rosário (VR)**, 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), VR gera vapor excedente e usa-o exclusivamente para produção de eletricidade em sua casa de força, o que requereu a compra de turbo-geradores.

Os investidores do PCBVR estão convencidos de 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 Lucélia 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 Este modelo não deve ser alterado. Deve ser preenchido sem modificações/ adição de cabeçalhos ou logomarca, formato ou fonte.



atratividade dos projetos de cogeração com bagaço, ajudando a aumentar a produção de energia e diminuir a dependência de combustível fóssil.

VR 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 para o desenvolvimento sustentável

Atualmente, a Vale está listada entre as cinco maiores empresas do setor da cana do sul-sudeste brasileiro. Na safra de 2001/2002, ela produziu 4,1 milhão de toneladas de cana, 160 milhões de litros de álcool, e 290,5 mil toneladas de açúcar. Na safra de 2002/2003, sua produção foi de 4,3 milhões de toneladas de cana, 140,9 milhões de litros de álcool, e 353,7 mil toneladas de açúcar.

Na busca continua por melhorias em sua performance produtiva, a Vale dá atenção especial a seus recursos humanos. Para encorajar seus empregados a estarem profundamente engajados com os resultados da empresa, ela sempre desenvolveu serviços sociais voltados a eles. A empresa acredita que a contribuição dos empregados para aumentar a qualidade dos produtos é pesadamente dependente de suas qualidades de vida. Assim, de forma a assisti-los a atingir uma melhor qualidade de vida, a empresa oferece um programa chamado Serviço Social a seus empregados e dependentes destes, provendo-os com assistência médica, suporte educacional, atividades de lazer e outros serviços que possam necessitar.

O total de recursos alocados ao Serviço Social na área industrial foi cerca de R\$ 1,6 milhão durante a safra de 2002 (maio a setembro), quantia suficiente para assistir 2.142 pessoas listadas no programa. Desse total, 675 são empregados diretamente pela Vale, sendo o restante parentes, que são beneficiários indiretos do programa.

Os números aumentam se são consideradas também as operações agrícolas, responsabilidade da Nova Aliança, empresa fundada em 1978 para fornecer suporte técnico a fornecedores, e também aumentar e garantir a oferta de cana para a Vale, ajustada ao incremento da capacidade industrial da empresa. A Nova Aliança emprega 3.178 trabalhadores durante o período da safra e 2.778 trabalhadores durante o período de entressafra. Além disso, os fornecedores de cana empregam cerca de 1.958 pessoas na safra e 1.568 na entressafra (dados de 2002 até setembro). Todos esses trabalhadores são beneficiados pelo Serviço Social, que totaliza dessa forma 14.945 beneficiários, incluindo trabalhadores e dependentes, para um total de R\$ 1,6 milhão gastos de maio a setembro de 2002.

VR é também a segunda maior usina sucro-alcooleira em termos de cogeração de eletricidade e vapor e indubitavelmente está disseminando conhecimento de produção de energia baseada no bagaço através da indústria brasileira do açúcar.

A.3. Participantes do projeto:

- **Companhia Açucareira Vale do Rosário (VR)**, entidade privada brasileira.

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



- **Econergy Brasil Ltda**, entidade privada brasileira, que desenvolveu a linha de base e o plano de monitoramento.
- **Agência Sueca de Energia**, entidade pública sueca, que compra as reduções de emissão geradas pelo projeto, além de ter colaborado tecnicamente com a iniciativa de MDL.

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.:

Morro Agudo.

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

Morro Agudo está localizada no nordeste do estado de São Paulo, cerca de 340 km distante da capital, São Paulo, na região agrícola de Orlândia, como pode ser visto na figura 1. A região mantém uma ampla disponibilidade de mão-de-obra, bem como infra-estruturas de comunicação e transporte, e pode ser acessada através de uma rodovia direta de São Paulo, a Rodovia Anhaguera (SP-330).

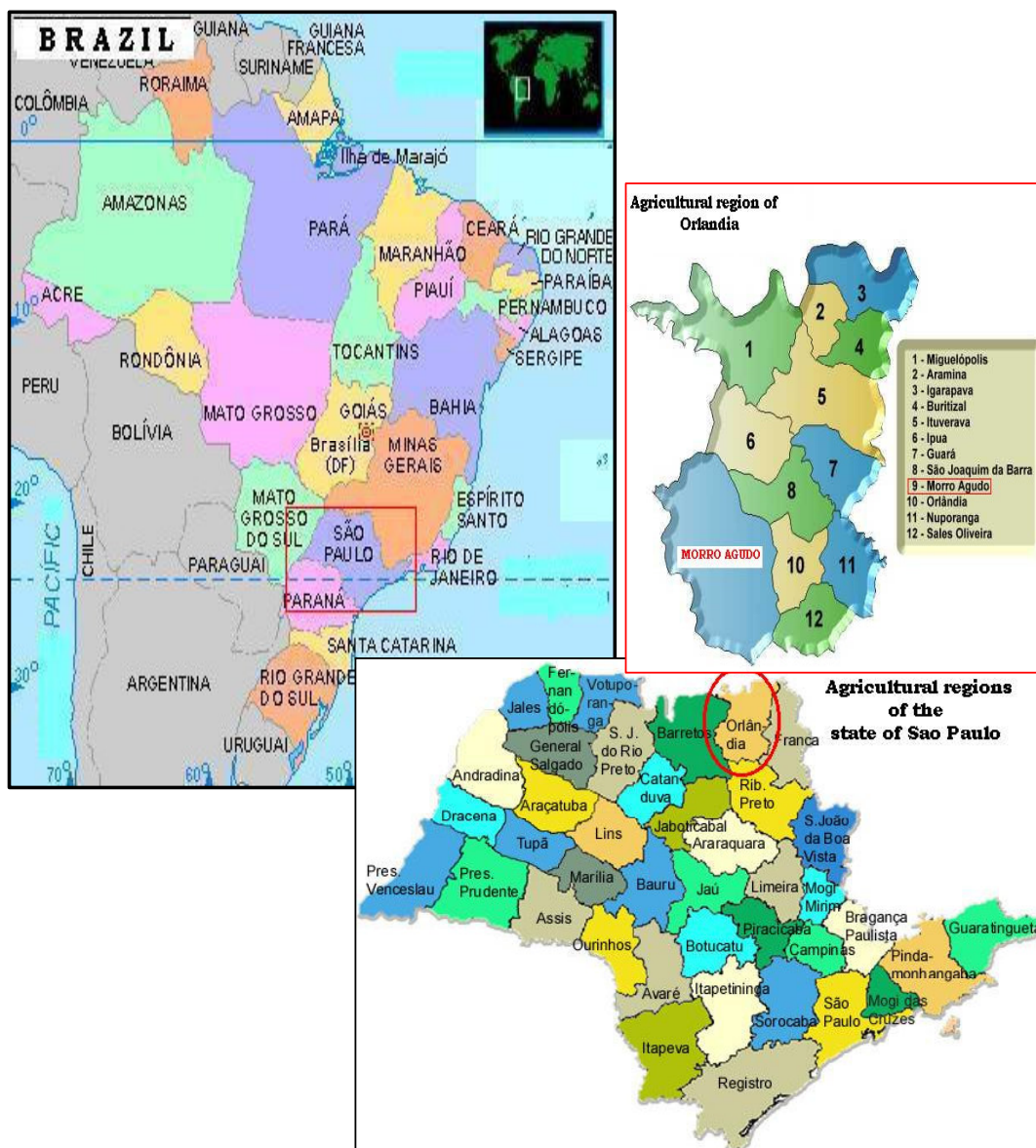


Figura 1: Localização geográfica da cidade de Morro Agudo

Fonte: Elaborado a partir da Coordenadoria de Assistência Técnica Integral (CATI)¹.

¹ www.cati.sp.gov.br

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



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 a evaporação 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 resfriador².

² Williams & Larson, 1993 e Kartha & Larson, 2000, p.101

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

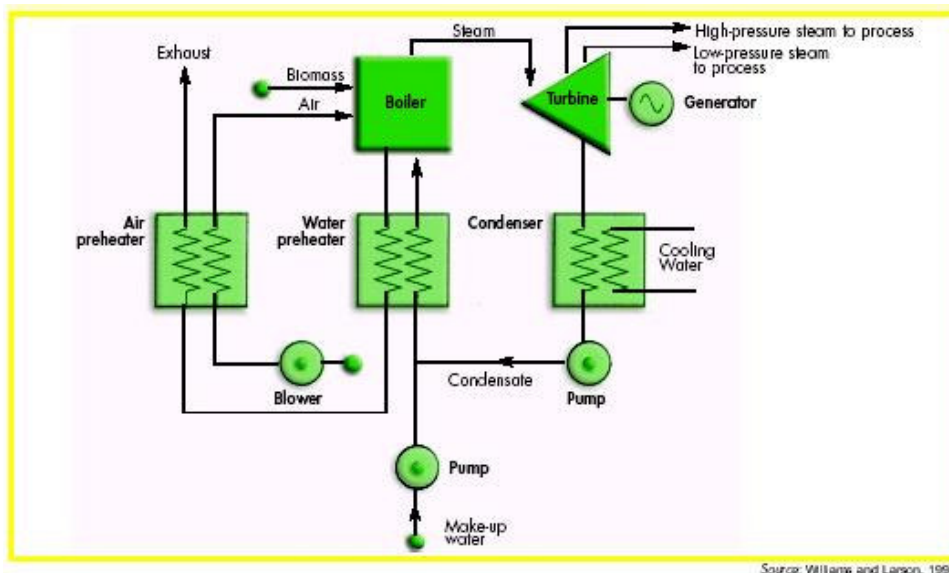


Figura 2: Diagrama esquemático de um ciclo de vapor Rankine para cogeração usando uma turbina de extração-condensação

Usnado o ciclo rankine como a tecnologia básica para seu sistema de cogeração para atingir uma quantidade adicional de eletricidade a ser gerada, a VR começou seus esforços em duas fases, que são:

As fases do projeto são descritas como:

- **Fase 1 (1990-1994):** envolveu a instalação de turbinas de maior eficiência e um contrato de 10 anos com a então estatal Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL), para vender 4 MW para a rede elétrica.
- **Fase 2 (1995-1997):** envolveu a aquisição de duas novas caldeiras e um turbo-gerador de 12 MW. Outro contrato de 10 anos com a CPFL foi assinado então, de forma a vender 15 MW de capacidade instalada para a rede da concessionária.
- **Fase 3 (2001):** envolve a aquisição de um turbo-gerador de 15 MW e outro de 4 MW em stand by de forma a aumentar o excesso de eletricidade disponível para venda em 15 MW;
- **Fase 4 (2003):** como uma expansão da Fase 3 e operacional em junho de 2003, está baseada no aumento da pressão na caldeira, que aumenta o excedente total de capacidade de geração de energia elétrica, permitindo à VR vender adicionais 35 MW de energia para a CPFL. Esta fase inclui a aquisição de uma caldeira de 65 bar e dois turbo-geradores de 25 MW, colocando dois outros de 4 MW em stand by; e o aumento da voltagem da rede de 138 kV para 42 MVA.

Os ativos tecnológicos envolvidos nas duas fases do projeto da Vale estão indicados na tabela 1.



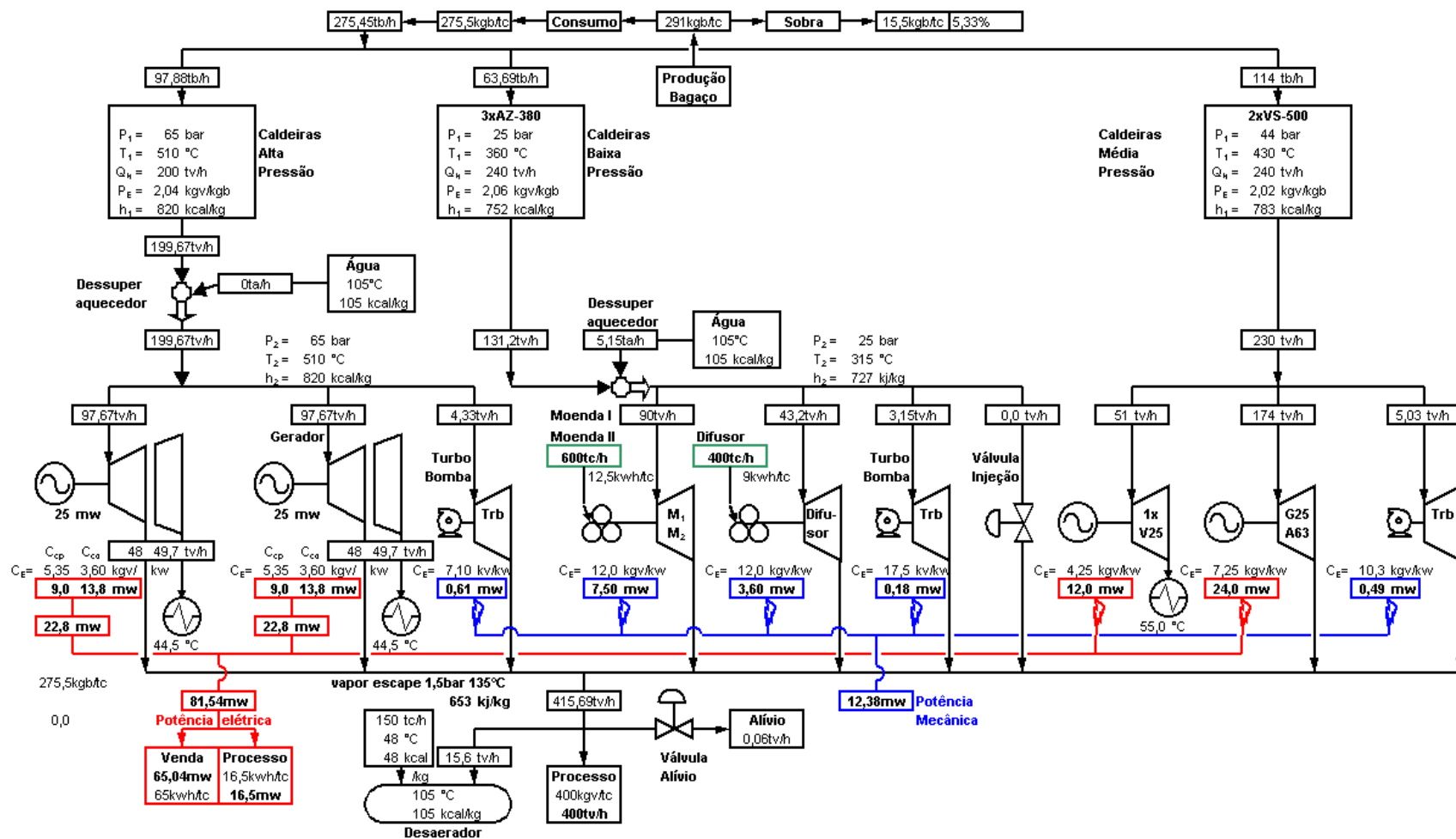
Tabela 1: Descrição detalhada do PCBVR

Componente do sistema de cogeração	Equipamentos		
	Antes da implementação do PCBVR	PCBVR	
		Fase 3 (2001)	Fase 4 (2003)
		<u>Capacidade Total = 36MW</u>	<u>Capacidade Total = 101MW</u>
OPERAÇÃO	6 turbo-geradores: • 3 de 4 MW; • 2 de 6 MW • 1 de 12 MW	6 turbo-geradores: • 2 de 4 MW • 2 de 6 MW • 1 de 12 MW • 1 de 15 MW (tipo condensação)	6 turbo-geradores • 2 de 6 MW • 1 de 12 MW • 1 de 15 MW (tipo condensação) • 2 de 25 MW (tipo condensação)
RESERVA	-	1 gerador de 4 MW	3 geradores de 4 MW

Apesar de ser financiado unilateralmente, houve transferência de tecnologia aplicadas ao PCBVR, uma vez que as turbinas são suecas, fabricadas pela ABB. A caldeira tem tecnologia nacional, assim como muitos dos pequenos equipamentos instalados para trabalhar com a turbina. Assistência técnica adicional foi incorporada a este projeto de MDL pela Agência Sueca de Energia.

É importante notar que os investimentos para incrementar a eficiência nas fases 3 e 4 não têm a intenção de expandir o processo de produção de açúcar. É um projeto totalmente novo focado numa melhor exploração do recurso da biomassa para aumentar a produção de energia renovável através de uma turbina a vapor tipo condensação de ciclo fechado.

O balanço de energia relacionado ao sistema de cogeração após a implementação do PCBVR está mostrado na figura 3. A localização de equipamentos adicionais para geração de eletricidade excedente está indicado na figura 4.



Nota: Figuras em vermelho significam reformadas ou expansão.

Figura 3: Diagrama do balance de energia para o PCBVR

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

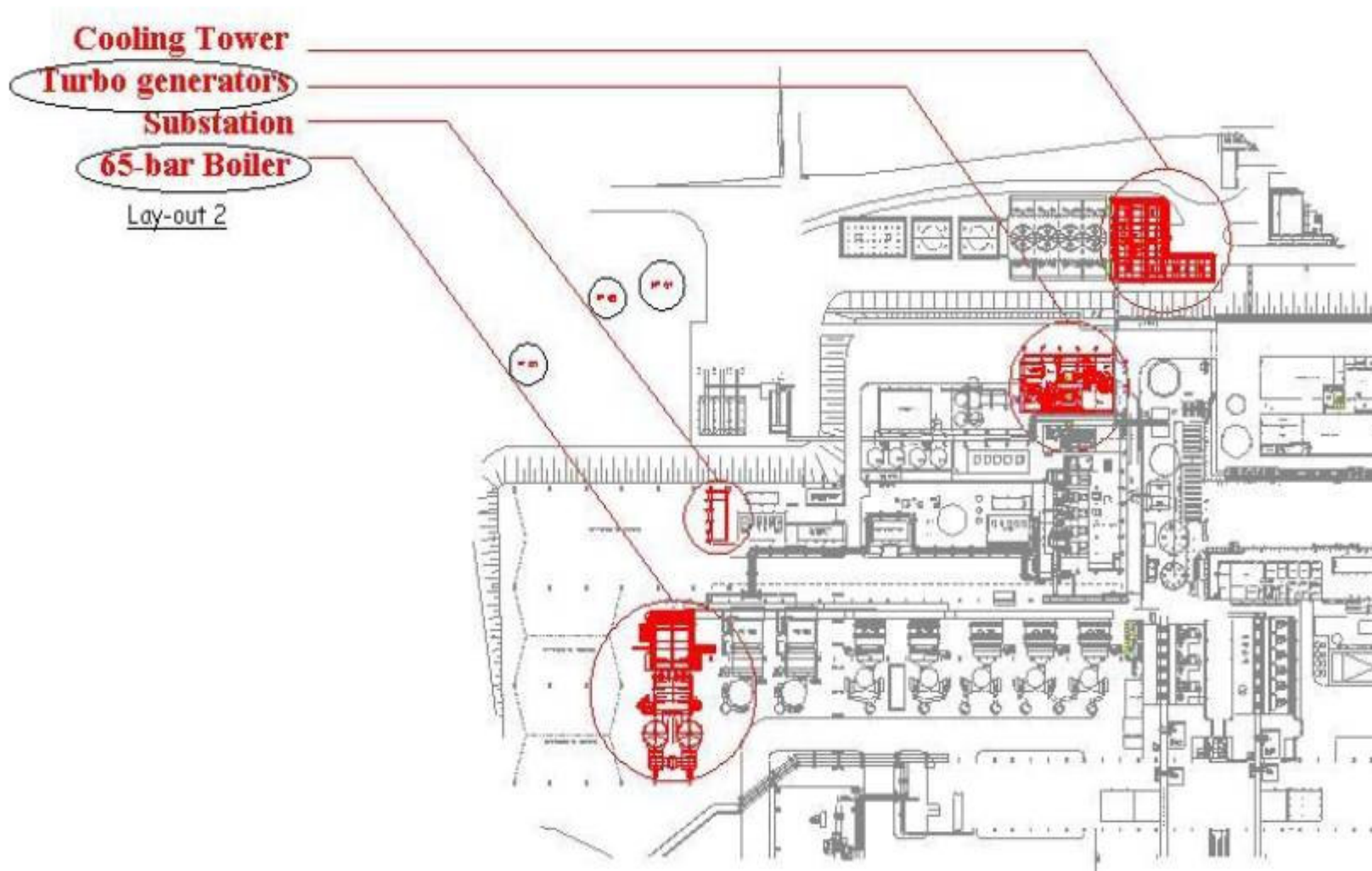


Figura 4: Localização de equipamentos instalados para o PCBVR na usina da Vale

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



A cogeração com bagaço requer um suprimento constante de bagaço para as caldeiras da usina. Se há uma interrupção nesse suprimento, por exemplo devido a uma interrupção no suprimento de cana à usina, as caldeiras não serão capazes de produzir o vapor requerido por ambos os processos de produção de açúcar e geração de energia. De forma a evitar interrupções na geração, o plano de expansão da cogeração na Vale inclui investimentos no processo de produção de açúcar que reduzem o consumo de vapor nos processos de produção do açúcar e do álcool. Essa melhoria na eficiência é necessária de forma a direcionar o maior fluxo possível de vapor para o projeto de cogeração. Consequentemente, quando maior a quantidade de produção de eletricidade é buscada, maior é o custo do investimento por MWh produzido.

O gráfico a seguir (figura 5) mostra a relação entre o consumo de vapor na produção de açúcar e a energia disponível (kWh/tonelada de cana) para suprir a rede

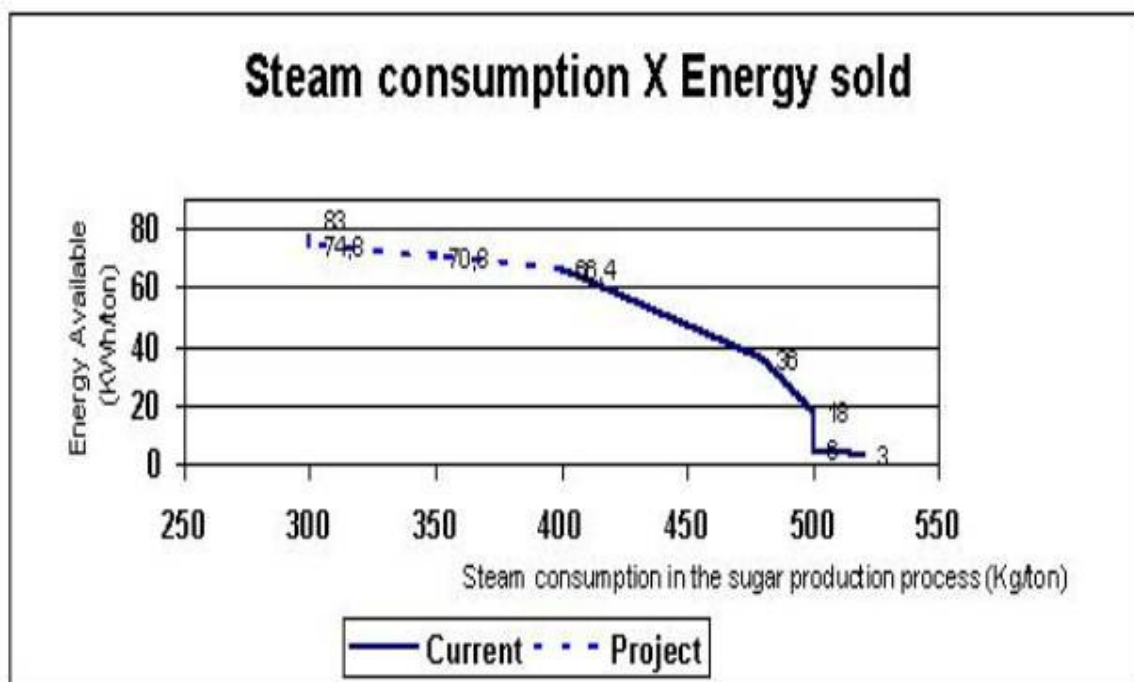


Figura 5: Consumo de vapor vs energia vendida

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.



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 Paulo³. 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 sucroalcooleira.

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.

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 predizer, 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 Lucélia, 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.

Este projeto deve reduzir **176.937 tCO₂e** dentro do primeiro período de obtenção de créditos.

³ Secretaria de Energia de São Paulo, 2001.



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

ANOS	ESTIMATIVA ANNUAL DE REDUÇÕES DE EMISSÕES (T _{CO2} , E)
09/06/2001	13.272
2002	5.439
2003	22.034
2004	31.788
2005	31.775
2006	31.775
2007	31.775
08/08/2008	9.079
TOTAL DE REDUÇÕES ESTIMADAS (TONELADAS DE CO₂E)	176.937
NÚMERO DE ANOS DE CRÉDITO	7
MÉDIA ANNUAL DE ESTIMATIVAS DE REDUÇÃO SOBRE O PERÍODO DE CRÉDITO (TONELADA DE CO₂E)	25.277

A.4.5. Financiamento público da atividade de projeto:

Não há financiamento público do Anexo I envolvido nessa atividade de projeto.

SEÇÃO B. Aplicação de uma metodologia de linha de base

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

AM0015: “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 PCBVR, pois: (i) o bagaço é produzido internamente como subproduto do processamento da cana (produção de açúcar e álcool); o MDL encorajou os donos do projeto para proceder como as fases finais do projeto. Qualquer mudança na produção de bagaço é estritamente relacionada à produção de etanol e açúcar, que a VR pode desejar aumentar dependendo das condições de mercado, de forma que o projeto em si não tem influência sobre a produção de bagaço. Finalmente, nenhuma quantidade de bagaço será armazenada por mais de um ano. Usualmente, uma pequena quantidade de bagaço, ao redor de 2%, é estocado nas usinas brasileiras durante o período fora da safra (aproximadamente 6 meses) para servir como combustível no início da safra seguinte.

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.	0,2677	t CO_2 e/MWh	Calculado
3. $EF_{OM,y}$	Fator de emissão de CO_2 da Margem de Operação da rede.	0,4310	t CO_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.	0,1045	t CO_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.	$\lambda_{2002} = 0,5053$ $\lambda_{2003} = 0,5312$ $\lambda_{2004} = 0,5041$	-	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 Lucélia.

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

(a) A data de início deste projeto ocorreu no ano 2001, começando portanto após 2000, que pode ser confirmado pela CETESB (Companhia de Tecnologia e Saneamento Ambiental) do Estado de São Paulo, já que a VR requereu autorização (Anotação de Responsabilidade Técnica ART nº 1345122) para instalar um turbo-gerador de 15 MW de capacidade (fase 3) em 8 de fevereiro de 2001. Além do mais, como parte do processo de licenciamento o projeto foi colocado em consulta pública durante 30 dias, mostrado no requerimento para comentários publicado no jornal local, dentre outros, como segue.



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

UNFCCC

MDL – Conselho Executivo

página 15

Página 2-4

CLASSIFICADOS

Quinta-feira, 5 de julho de 2001

O Diário de Ribeirão

A Cia Açucareira Vale do Rosário, torna público que requereu a CETESB a licença de instalação e operação da atividade de geração de energia elétrica de 15 MW, a Fazenda Invernada, em Morro Agudo-SP.

VOLVO N12/SCANIA 112H Interco. carr. caçamba tanque. Entr. 3.500 + prest. Cons. s/juros (0xx31) 3372-4698.

MB 1313/1513 Carr. e baú, entr. 2.700 + prest. Cons. s/juros, n/cont. (0xx31) 3372-4698.

PLANTÕES ESPECIAIS DE 2ª À SÁBADO ÀS 22 HS E DOMINGOS ÀS 1

SHELL ALUGA
PÓSTO EM ALUGAÇÃO PRÉTO
* At. de. freddy jansen, nº 308 - Ribeirão Preto - SP
Fones: (017) 3113-0204 - 15 linhas
e-mail: shell@shell.com.br

COMPANHIA HABITACIONAL REGIONAL DE RIBEIRÃO PRETO - CONAB-RP
CNPJ 58.015.167/0001-40
EDITAL Nº 01/2001 - PROCESSO Nº 2904/2001, para a venda de Bens Inalienáveis.
MODALIDADE: LEILÃO - INFORMAÇÕES: Setor de Compras, das 8h30min às 11h00 e das 13h30min às 16h00, até 19/07/2001. REALIZAÇÃO DO LEILÃO: 20/07/2001 às 9h00. LOCAL: Avenida Trazza de Malo, nº 157, em Ribeirão Preto-SP.
Ribeirão Preto, 04/07/2001.
WILNEY MÁRCIO BARQUETE
Diretor Presidente

A revista que pode mudar sua vida!

Já nas Bancas!

Rua Edna Rocha de Freitas, 457, apto. 11, 3 dorms, c/ armários, 1 suite, banheiro social, sala, cozinha c/ armários, garagem. R\$ 390,00.

Rua Iguaçu, 11, apto. 3 dorms, c/ armários, 1 suite, banheiro social, sala, cozinha c/ armários, garagem. R\$ 390,00.

Av. Fco. Junqueira, 1254, apto. 02, 3 dorms, c/ armários, banheiro social, sala, cozinha c/ armários, área serviço, dep. empregada. R\$ 400,00.

Av. Cel. Ovídio Junqueira, 385, apto. 01, 3 dorms, c/ armários, banheiro social, sala, cozinha, dep. empregada. R\$ 290,00.

Rua Cravinhos, 106, apto. 14, 1 dorm, com armários, banheiro social, sala, cozinha, área serviço, garagem. R\$ 250,00.

Rua Conselheiro Dantas, 555, apto. 04, 2 dorms, com armários, banheiro social, sala, cozinha, área serviço, garagem. R\$ 350,00.

Rua Fco. Augusto César, 361, apto. 03, 3 dorms, c/ armários, 1 suite, banheiro social, sala, cozinha, área serviço, garagem p/ veículo. R\$ 350,00.

Rua Campos Salles, 398, apto. 121 (Ed. Leblon), 1 dorm, com armários, banheiro social com box, sala, cozinha, área serviço, garagem. R\$ 350,00.

Rua Mariana Junqueira, 350, Apto. 01, 1 dorm, banheiro social, sala e cozinha conjugada. R\$ 200,00.

Rua Mariana Junqueira, 350, Apto. 01, 1 dorm, sala, cozinha, banheiro social e área serviço. R\$ 300,00.

Drogaria Ivaíria R. Prof. João Soares 7
Drogaria Michale R. Rio Itã, 326
Drogaria Santa Fé R. Abílio Sampaio, 14

Drogaria Lagoinha R. Niterói, 1179
Farmácia Ribeirânia R. Ernesto Baroni, 22
Drogaria Luzitana Av. Luzitana, 796
Farmácia S. Sebastião de R.P. R. Pedro Barba
Farmácia S. Pedro R. Prof. Felisberto Almad
Drogaria San Leandro R. José Guini, 540
Drogaria Garcia R. Cairo, 255
Drogaria Carvalho R. Araraquara, 854
Drogaria Santa Clara Av. Monteiro Lobato,
Droga Ana R. Jorge de Lima, 101
Drogaria Líder R. Antônio R. Canez
Drogaria Rúbio R. Itú, 210
Drogaria R. José Canavacci, 21
Farma Lacqua Av. Plínio de C. Prado,
Drogaria Machado R. Adhemar de Barros
Drog. Parque Rib. Preto/R. Lúcio de Mendonça
Drogaria Minas R. São Paulo, 1443
Droga Mac R. Prof. Joaquim de Far

Figura 6 - Anúncio

(b) Ainda que a VR tenha sido a líder no desenvolvimento da cogeração na indústria sucro-alcooleira brasileira, indo além de investimentos anteriores em cogeração, atingir a produção de cogeração mais eficiente neste projeto significa um nível de investimento maior por capacidade adicionada no sistema. Dessa forma, aumentar a capacidade de cogeração não é o curso natural de ação para esta empresa, cujo *core business* é a produção de açúcar e etanol. De forma a mitigar a percepção de risco a oportunidade do MDL foi levada em consideração como fonte de recursos financeiros desde 1999.

O presidente da VR, Ricardo Brito, esteve engajado nas possibilidades do MDL desde 1999, um semestre antes de comparecer a um seminário na Escola de Administração de Empresas de São Paulo (EAESP/FGV) como moderador de um painel discutindo elegibilidade de projetos, certificação e geração de RCEs (Qualificação de Projetos, Certificação e Geração de Créditos)⁴, buscando um melhor entendimento dos procedimentos do MDL e da viabilidade de utilizá-lo como fonte de recursos para suportar a expansão da cogeração da VR. Os outros participantes do painel, assim como a EAESP/FGV, podem ser considerados evidências vivas de que o MDL foi levado em consideração neste projeto. Além do mais, VR é o estudo de caso de uma tese de mestrado no Colégio Imperial de Ciências, Tecnologia e Medicina da Universidade de Londres, no Centro de Tecnologia Ambiental. O autor da tese (graduação DIC) é o senhor Joaquim Heck, atualmente diretor da VR, que escreveu aquela tese de setembro de 1998 a setembro de 1999, supervisionado pelo Dr. William Cavendish, na qual ele avaliou a redução de emissão de carbono nesta indústria⁵. Adicionalmente a todas as evidências acima mostradas, o senhor Marcelo Schunn Diniz Junqueira, o diretor geral da Econergy Brasil, que desenvolve este Documento de

⁴ Neste painel estiveram também a senhora Sandra Brown, da Winrok International, senhor Norm Anderson da BP Amoco, senhor Peter Avram Waganoff da IPRO Industrieprojekt GmbH, senhor Manoel Regils Lima Verde Leal da Copersucar e o senhor Adwin Aalders da SGS.

⁵ Heck, 1999.



Concepção do Projeto, é também da família dos acionistas que controlam a VR e também escreveu uma tese (mestrado) de 1998 a 2002 na EAESP com foco no caso do PCBVR tendo o MDL como fonte de recursos para a expansão da atividade de projeto da cogeração. Esta tese foi supervisionada pelo Dr. Rubens Mazon⁶. Ambos os estudos foram usados para suportar o esclarecimento do senhor Brito para o conselho da VR sobre o porquê o MDL é de fato uma fonte de recursos.

Como capital para investimento é limitado dentro da empresa, investir na capacidade de cogeração da VR envolve custos de oportunidade. O investimento deve ser percebido pelo conselho da empresa como mais benéfico que outros investimentos nos processos de produção de açúcar e álcool na usina. Senhor Brito persistentemente explorou o potencial do MDL do projeto com a intenção de prover o conselho da empresa como informações suficientes para superar todas outras barreiras descritas neste documento.

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.

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

2. A alternativa, que é continuar com a situação usual antes da decisão de implementar essa atividade de projeto de MDL, é consistente com as leis e regulamentações aplicáveis.

3. Não aplicável.

4. Tanto a atividade de projeto quanto o cenário alternativo 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. 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

⁶ Junqueira, 2002.

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.



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 apoia 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

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 nível excessivo de garantias requeridas para financiar projetos é comumente uma barreira para se atingir um estágio de viabilidade financeira, discutido profundamente em SWISHER (1997).

Outras barreiras têm mais a ver com a falta de acordos comerciais e contratuais adequados por parte dos compradores da energia (ou seja, contratos de longo prazo bancáveis e mecanismos de garantia de pagamentos para clientes do setor público e privado) e que influenciam diretamente, tornando mais difícil a obtenção de financiamento de longo-prazo junto a um banco ou banco de desenvolvimento.

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.



Outras barreiras financeiras ocorrem simplesmente devido a custos de transação proibitivamente altos, que incluem a burocracia para garantir 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;
- **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.

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



- **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 de o PROINFA passar a vigorar no ano de 2004, ele não afeta os PPAs atuais, já que o PROINFA é planejado para comprar energia de projetos capazes de gerar energia a partir de janeiro de 2006 somente. Dessa forma, a atividade de projeto não tem suas fases elegíveis para o PROINFA.

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 como um dos maiores problemas de se vender energia excedente para a rede, sendo o valor econômico pago às usinas de açúcar insuficiente para remunerar o capital investido pelas

¹⁰ Joel Swisher *personal communication with Rolls Royce Power Ventures project manage*. 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.



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.

III. Barreira Cultural

Devido à natureza do negócio da indústria açucareira, a abordagem de marketing é restrita na 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).

A 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

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.

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



Atividades de projetos similares foram implementadas por companhias líderes na indústria, principalmente depois que a Vale do Rosário serviu como “benchmark”. Entretanto, estes são poucos exemplos em um universo de cerca de 320 usinas de açúcar. Atualmente, existem outras atividades de projetos similares em implantação. 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 do mais, a grande maioria de projetos similares, que atualmente estão sendo implementados, estão sendo desenvolvidos dentro do escopo do MDL. Até o momento, a Eenergy Brasil tem conhecimento de pelo menos 26 projetos de MDL de cogeração com bagaço no Brasil.

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

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.

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 do mais, o registro do projeto de MDL deve influenciar outros projetos similares a se mover na direção de utilizar as vendas das RCE como benefícios econômicos, de forma que haveria também benefícios em se ter todos os seguidores trabalhando estritamente na gestão do desenvolvimento sustentável, já que isso é requisitado de todos os projetos que desejem ser registrados.

Apesar disto, os 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 <u>limite do projeto</u> relacionado à <u>metodologia da linha de base</u> selecionada é aplicada à <u>atividade de projeto</u>:

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 PCBVR, o subsistema Sul-Sudeste e Centro-Oeste da rede elétrica brasileira é considerado como uma fronteira, pois é o sistema com o qual a Lucélia 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: 01/08/2005.
2. Nome da pessoa/entidade que determina a linha de base

ECONERGY BRASIL (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 Lucélia, 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:

09/06/2001.

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:

09/06/2001.

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:

C.2.2.2. Duração:

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.



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”

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

A metodologia considera o monitoramento das reduções de emissões geradas pelos projetos de cogeração com bagaço de cana-de-açúcar. A energia produzida pelo projeto poderia ser a eletricidade despachada ao sistema interligado e/ou energia usada para substituir combustível fóssil da rede conectada. E é exatamente o caso do PCBVR: o projeto utiliza um subproduto do processo da moenda da cana-de-açúcar (bagaço) para produzir e comercializar eletricidade renovável conectada a uma rede regional brasileira. A metodologia é, dessa forma, totalmente aplicável ao PCBVR, e tem justificativa para ser escolhida.

A aplicabilidade da metodologia é descrita e justificada no item B1.1 deste documento.



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



MDL – Conselho Executivo

página 24

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

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

Número de Identificação (use números para facilitar o cruzamento de referências com a tabela D.3)	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.)

NA

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	m	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.



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



MDL – Conselho Executivo

página 25

2. EF _y	Fator de emissão de CO ₂ da rede.	Calculado	tCO ₂ e/MWh	c	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	c	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	c	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	c	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.)

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

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



MDL – Conselho Executivo

página 26

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 (use números para facilitar o cruzamento de referências com a tabela D.3)	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.):

Não aplicável

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 (use números para facilitar o cruzamento de referências com a tabela D.3)	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



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



MDL – Conselho Executivo

página 27

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

Não aplicável.

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.):

$$ER_y = BE_{\text{thermal}, y} + BE_{\text{electricity}, y} - PE_y - L_y$$

$$BE_{\text{thermal}, y} = 0$$

$$PE_y = 0$$

$$L_y = 0$$

$$BE_{\text{electricity}, y} = EF_{\text{electricity}} \cdot EG_y$$

ER_y: São as reduções de emissão da atividade do projeto, durante o ano y em toneladas de CO₂

BE_{electricity,y}: São as emissões de linha de base devidas ao deslocamento de eletricidade durante o ano y em toneladas de CO₂

BE_{thermal,y}: São as emissões de linha de base devidas á deslocamento de energia térmica durante o ano y em toneladas de CO₂

PE_y: São as emissões do projeto durante o ano y em toneladas de CO₂.

L_y: São as emissões de fuga durante o ano y em toneladas de CO₂.

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



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



MDL – Conselho Executivo

página 28

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 BRASIL (Contato no Anexo I para informações), que é participante do projeto, é responsável pelos serviços técnicos relacionados a reduções das emissões de GEEs e é, portanto, em parceria com a Lucélia, 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:

O excedente de bagaço que era usualmente vendido para três consumidores industriais (Carol, Brejeiro e Cargill) antes da implementação da atividade de projeto está agora sendo consumido internamente, junto ao sistema de cogeração. E dois dos três anteriormente consumidores, Brejeiro e Carol, estão atualmente comprando biomassa de outro fornecedor (veja as declarações negativas da substituição de bagaço por combustível fóssil, na seção ‘Outros Anexos’ deste PDD). E o terceiro consumidor, Cargill, foi avisado por agências governamentais a converter sua caldeira a óleo para biomassa de forma a reduzir emissões de material particulado muito antes de o PCBVR ter sido implementado. Assim, o PCBVR não incorre em fugas, e dessa forma o parâmetro L (fuga) é nulo.

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 2002, 2003 e 2004, e são as informações mais recentes disponíveis nesse estágio.

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

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:

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



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

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 2002, 2003 e 2004.

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
2002	0,5053
2003	0,5312
2004	0,5041

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

Ano	Carga elétrica (MWh)
2002	275.402.896
2003	288.493.929
2004	297.879.874

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:

$$EF_{OM, simple_adjusted, 2002} = (1 - \lambda_{2001}) \frac{\sum_{i,j} F_{i,j,2002} \cdot COEF_{i,j}}{\sum_j GEN_{j,2002}} \therefore EF_{OM, simple_adjusted, 2002} = 0,4207 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$$

$$EF_{OM, simple_adjusted, 2003} = (1 - \lambda_{2003}) \frac{\sum_{i,j} F_{i,j,2003} \cdot COEF_{i,j}}{\sum_j GEN_{j,2003}} \therefore EF_{OM, simple_adjusted, 2003} = 0,4397 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$$

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



$$EF_{OM, simple_adjusted, 2004} = (1 - \lambda_{2004}) \frac{\sum_{i,j} F_{i,j,2004} \cdot COEF_{i,j}}{\sum_j GEN_{j,2004}} \therefore EF_{OM, simple_adjusted, 2004} = 0,4327 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$$

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

$$EF_{OM, simple_adjusted\ 2002-2004} = 0,4310 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$$

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 (2004). Como as 5 plantas mais recentes construídas geram menos que os 20%, o cálculo do fator em questão resulta em:

$$EF_{BM, 2004} = 0,1045 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$$

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:

$$EF_{electricity, 2002-2004} = 0,5 * 0,4310 + 0,5 * 0,1045 = 0,2677 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$$

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.

$$BE_{electricity,y} = EF_{electricity, 2002-2004} \cdot EG_y$$

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

$$BE_{electricity,y} = 0,2677 \text{ tCO}_2/\text{MWh} \cdot EG_y \text{ (em tCO}_2\text{e)}$$

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:

	BASE			Fase 3**		Fase 4***					
=>Ano	1998	1999	2000	09/jun/01	2002*	2003	2004	2005	2006	2007	08 Junho 2008 (****)
Capacidade Instalada Total (MW)	36	36	36	51	51	101	101	101	101	101	101
Energia Vendida para a Rede (MWh)	75.264	89.241	79.403	130.880	101.620	163.610	200.046	200.000	200.000	200.000	57.143
Média da Energia 'Antiga' Vendida para a Rede (MWh)	81.303			81.303	81.303	81.303	81.303	81.303	81.303	81.303	23.229
A quantidade de energia mais provável a ser suprida à rede solicitando RCEs. Dados reais para 2001, 2002, 2003 e 2004; seguindo o PPA revisado para os anos seguintes (MWh)				49.577	20.317	82.307	118.743	118.697	118.697	118.697	33.913
Fator de emissão da Linha de Base (tCO ₂ /MWh)				0,268	0,268	0,268	0,268	0,268	0,268	0,268	0,268
Reduções de Emissão de GEE Totais (tCO ₂ e/yr)				13.272	5.439	22.034	31.788	31.775	31.775	31.775	9.079

Mais informações detalhadas sobre eletricidade e geração de reduções de emissões são fornecidas no Anexo 3 – Informações de Linha de Base.

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 de um relatório denominado Relatório Ambiental Preliminar (RAP) preparado pela empresa e enviado para a SMA. VR protocolou o documento em 2 de julho de 2001, mas com o objetivo de melhorar tal relatório, a SMA requisitou um novo, que foi preparado e enviado à agência. Depois de analisar o novo relatório, a SMA autorizou a agência ambiental do estado (Companhia de Tecnologia e Saneamento Ambiental – CETESB) a emitir à VR uma Licença Ambiental Prévia, que foi a licença de número 00498, Processo SMA Nº 13.632/01, datada de 3 de maio de 2002. O RAP foi então analisado pela CETESB, como acontece com todos os projetos sob licenciamento no estado de São Paulo. A CETESB aprovou-o, e emitiu a Licença de Instalação. Em tal licença, a CETESB faz 3 demandas técnicas para emitir a licença de funcionamento para o PCBVR:

- (i) Esgoto produzido dentro da usina deve ser tratado separadamente de outros efluentes industriais, de acordo com as normas NBR 7229/93 e NBR 13969/97, da ABNT, a Associação Brasileira de Normas Técnicas;



- (ii) Efluentes gasosos a partir das caldeiras devem ser emitidos à atmosfera através de chaminés e a densidade colorimétrica da fumaça deve cumprir com o artigo 31 da Lei 997/76.
- (iii) Efluentes líquidos da indústria podem ser usados na irrigação da cana, se operado em acordo com as características do solo, dessa forma evitando riscos de poluição sobre o meio ambiente.

Todos os requerimentos da CETESB foram cumpridos, e dessa forma a empresa obteve uma Licença de Funcionamento Parcial para o projeto de cogeração com bagaço. De fato, a VR requereu a licença para todo o projeto. No entanto, no momento em que a VR iniciou a operação de seu gerador de 15 MW, a outra fase deste projeto ainda estava sendo instalada, e dessa forma a VR requereu uma licença para a fase anterior apenas. A CETESB emitiu uma licença de funcionamento preliminar para a usina operar totalmente sua unidade de cogeração até junho de 2004, quando a agência checará os procedimentos de monitoramento das caldeiras para posteriormente emitir a licença de funcionamento definitiva. Devido à carga de trabalho, a CETESB não teve condições de checar a caldeira até o presente momento.

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:

A secretaria do meio-ambiente e a CETESB já analisaram os impactos mais relevantes da atividade de projeto através do RAP (Relatório Ambiental Preliminar) e a emissão da licença de funcionamento definitiva está condicionada ao cumprimento com as demandas técnicas para a instalação do projeto. Conforme já mencionado, as demandas foram cumpridas integralmente, e a CETESB vai checar as medidas adotadas pela VR para poder emitir a licença de funcionamento definitiva para o PCBVR.

SEÇÃO G. Comentários dos Atores

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

De forma a assegurar transparência em suas atividades operacionais e, ao mesmo tempo, cumprir com a legislação ambiental brasileira¹⁴, os atores locais foram convidados a comentar sobre a atividade de projeto em ambas as fases do projeto, Fase 3 e Fase 4.

Com relação à Fase 3, chamadas para os comentários dos atores por 30 dias a partir da chamada foram publicadas nos dias 5 e 6 de julho de 2001 no jornal oficial do Estado de São Paulo (Diário Oficial) e dois jornais locais, “O Diário de Ribeirão Preto” e “A Tribuna de Morro Agudo”, sendo o primeiro um jornal diário com cobertura regional.

O mesmo procedimento foi adotado na Fase 4, anunciando a solicitação da Licença Ambiental Prévia À CETESB e chamando os comentários dos atores através de anúncios em jornais no Diário Oficial do estado de São Paulo, e em um jornal local (A Tribuna de Morro Agudo).

¹⁴ De acordo com a resolução CONAMA 001/86 e a Resolução SMA 42/94. O primeiro de cobertura nacional e o segundo de cobertura estadual.

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



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

- Fórum Brasileiro de ONG's e Movimentos Sociais para o Meio Ambiente;
- CETESB
- Coordenadoria de Viação, Transporte e Meio Ambiente de Morro Agudo
- Rotary Club de Orlândia;
- Promotoria de Justiça de Morro Agudo
- Prefeitura Municipal de Morro Agudo - SP;
- Câmara Municipal de Morro Agudo - SP;

G.2. Resumo dos comentários recebidos:

VR não recebeu comentários dos atores.

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

Já que nenhum comentário foi recebido, VR prosseguiu com o projeto como inicialmente planejado.

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

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



Anexo 1

DADOS PARA CONTATO DOS PARTICIPANTES DA ATIVIDADE DE PROJETO

Organização:	Usina Vale do Rosário
Rua/Cx. Postal:	
Edifício:	Fazenda Invernada
Cidade:	Morro Agudo
Estado/Região:	SP
CEP:	Zona rural
País:	Brazil
Telefone:	+55 (16) 3820-2000
FAX:	+55 (16) 3820-2001
E-Mail:	vr.diretoria@valedorosario.com.br
URL:	http://www.valedorosario.com.br
Representada por:	
Título:	Diretor geral/Presidente
Forma de tratamento:	Mr.
Sobrenome:	Brito
Nome do meio:	-
Nome:	Ricardo
Departamento:	Diretoria
Celular:	-
FAX direto:	Mesmo acima
Tel direto:	Mesmo acima
E-Mail:	vr.diretoria@valedorosario.com.br



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



MDL – Conselho executivo

página 36

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

Organization:	Swedish Energy Agency
Street/P.O.Box:	P.O. Box 310
Building:	
City:	Eskilstuna
State/Region:	
Postfix/ZIP:	SE 631 04
Country:	Sweden
Telephone:	+46 16 544 20 00
FAX:	+46 16 544 20 99
E-Mail:	stem@stem.se
URL:	
Represented by:	
Title:	Head Climate Change Division
Salutation:	Mr.
Last Name:	Boström
Middle Name:	-
First Name:	Bengt
Department:	The System Analysis Department
Mobile:	+46-706 48 85 79
Direct FAX:	+46 16 544 20 99
Direct tel:	+46 16 544 20 81
Personal E-Mail:	bengt.bostrom@stem.se



Anexo 2

INFORMAÇÕES SOBRE FINANCIAMENTO PÚBLICO

Não há financiamento público do Anexo I envolvido na atividade de projeto PCBVR. Os investimentos feitos para a implementação do projeto foram financiados por um banco local como intermediário do Bando Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES).

BNDES é a agência federal maior para o financiamento de longo prazo que tem como objetivo promover o desenvolvimento brasileiro. Suas principais fontes de recursos são três: (i) retorno de operações passadas; (ii) capital levantado em mercados de capital (brasileiro e internacional) e de organizações financeiras multilaterais; e (iii) fundos do FAT – Fundo de Amparo ao Trabalhador, que é uma fonte de recursos estável e garantida pela Constituição federal. O FAT é constituído de recursos originários de receitas de empresas privadas, lucros de empresas estatais, o governo federal, os estados, o Distrito Federal (Brasília), municípios e folhas de pagamento de organizações sem fins lucrativos. Com tal estrutura de recursos, o Banco não tem que depender de fundos do orçamento do tesouro, nem nenhum tipo de assistência oficial ao desenvolvimento¹⁶.

BNDES oferece uma linha compreensiva de produtos financeiros e serviços para prover os melhores custos e condições possíveis para requerimentos de financiamento de longo-prazo. No caso do PCBVR, foi usada a linha de créditos do FINAME, direcionada à aquisição de novo maquinário e equipamentos manufaturados no mercado doméstico.

Anexo 3

INFORMAÇÕES DE LINHA DE BASE

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)¹⁷:

“... 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).”

¹⁶ For more details on BNDES, the Brazilian National Development Bank, see its web site available at <<http://www.bndes.gov.br/english>>.

¹⁷ Bosi, M. *An Initial View on Methodologies for Emission Baselines: Electricity Generation Case Study*. Agência Internacional de Energia. Paris, 2000.

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



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.

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 2002, 2003 e 2004.



Os proponentes de projeto, ao discutir a praticabilidade da utilização dos 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](http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Resumo_Gr%C3%A1ficos_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	0,1045

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 (2002 a 2004). 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 (2002, 2003 e 2004). 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 de despacho 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 CONCEPÇÃO DE PROJETO (MDL-DCP) - Versão 02



MDL – Conselho executivo

página 41

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 [3]	Emission factor (tCO ₂ /MWh)
1	S-SE-CO	H	Jatui	Sep-2003	121.0	1	0.0	0.0%	0.000
2	S-SE-CO	H	Gaspari	Sep-2003	120.0	1	0.0	0.0%	0.000
3	S-SE-CO	G	Tela Lagos	Aug-2003	306.0	0.3	15.3	99.5%	0.670
4	S-SE-CO	H	Furnil (MG)	Jan-2003	180.0	1	0.0	0.0%	0.000
5	S-SE-CO	H	Itaipu I	Sep-2002	156.1	1	0.0	0.0%	0.000
6	S-SE-CO	G	Amacina	Sep-2002	484.5	0.3	15.3	99.5%	0.670
7	S-SE-CO	G	Caracas	Sep-2002	180.0	0.3	15.3	99.5%	0.670
8	S-SE-CO	H	Prata	Sep-2002	81.0	1	0.0	0.0%	0.000
9	S-SE-CO	G	Novo Pratinha	Jun-2002	384.9	0.3	15.3	99.5%	0.670
10	S-SE-CO	G	PCT COITE	Jun-2002	5.0	0.3	20.7	99.0%	0.902
11	S-SE-CO	H	Rapa	Jun-2002	55.0	1	0.0	0.0%	0.000
12	S-SE-CO	G	Itaipi	May-2002	226.0	0.3	15.3	99.5%	0.670
13	S-SE-CO	H	Cará Brava	May-2002	465.0	1	0.0	0.0%	0.000
14	S-SE-CO	H	São João	Jun-2002	60.0	1	0.0	0.0%	0.000
15	S-SE-CO	H	Machadinho	Jun-2002	1.140.0	1	0.0	0.0%	0.000
16	S-SE-CO	G	Juiz de Fora	Nov-2001	87.0	0.28	15.3	99.5%	0.718
17	S-SE-CO	G	Monsi Michael	Nov-2001	922.0	0.34	15.3	99.5%	0.837
18	S-SE-CO	H	Lagoado (ANEL res. 492/2001)	Nov-2001	302.5	1	0.0	0.0%	0.000
19	S-SE-CO	G	Eletronil	Oct-2001	379.0	0.24	15.3	99.5%	0.837
20	S-SE-CO	H	Porto Salinas	Sep-2001	112.0	1	0.0	0.0%	0.000
21	S-SE-CO	G	Cyralba (Mario Costa)	Aug-2001	529.2	0.3	15.3	99.5%	0.670
22	S-SE-CO	G	W. Augusta	Jan-2001	194.0	0.25	15.3	99.5%	0.804
23	S-SE-CO	G	União	Jan-2000	539.0	0.45	15.3	99.5%	0.447
24	S-SE-CO	H	S. Cavale	Jan-1999	1.240.0	1	0.0	0.0%	0.000
25	S-SE-CO	H	Caracas I	Jan-1999	82.5	1	0.0	0.0%	0.000
26	S-SE-CO	H	Caracas II	Jan-1999	72.0	1	0.0	0.0%	0.000
27	S-SE-CO	H	Varadões	Jan-1999	210.0	1	0.0	0.0%	0.000
28	S-SE-CO	H	Porto Primavera	Jan-1999	1.540.0	1	0.0	0.0%	0.000
29	S-SE-CO	D	Guilherme (Mário Costa)	Oct-1998	529.2	0.27	20.2	99.0%	0.978
30	S-SE-CO	H	Sabina	Sep-1998	60.0	1	0.0	0.0%	0.000
31	S-SE-CO	H	POH EMAR	Jan-1998	25.0	1	0.0	0.0%	0.000
32	S-SE-CO	H	POH CELE	Jan-1998	25.0	1	0.0	0.0%	0.000
33	S-SE-CO	H	POH EMERUL	Jan-1998	43.0	1	0.0	0.0%	0.000
34	S-SE-CO	H	POH CEB	Jan-1998	15.0	1	0.0	0.0%	0.000
35	S-SE-CO	H	POH ESCULSA	Jan-1998	62.0	1	0.0	0.0%	0.000
36	S-SE-CO	H	POH CELESC	Jan-1998	50.0	1	0.0	0.0%	0.000
37	S-SE-CO	H	POH CEMAT	Jan-1998	145.0	1	0.0	0.0%	0.000
38	S-SE-CO	H	POH CELG	Jan-1998	15.0	1	0.0	0.0%	0.000
39	S-SE-CO	H	POH CELF	Jan-1998	59.0	1	0.0	0.0%	0.000
40	S-SE-CO	H	POH COPEL	Jan-1998	70.0	1	0.0	0.0%	0.000
41	S-SE-CO	H	POH CEMIG	Jan-1998	84.0	1	0.0	0.0%	0.000
42	S-SE-CO	H	POH CPFL	Jan-1998	55.0	1	0.0	0.0%	0.000
43	S-SE-CO	H	S. Mesa	Jan-1998	1.275.0	1	0.0	0.0%	0.000
44	S-SE-CO	H	POH EPALLO	Jan-1998	26.0	1	0.0	0.0%	0.000
45	S-SE-CO	H	Guilherme Anselmo	Jan-1997	140.0	1	0.0	0.0%	0.000
46	S-SE-CO	H	Corumbá	Jan-1997	375.0	1	0.0	0.0%	0.000
47	S-SE-CO	H	Miranda	Jan-1997	408.0	1	0.0	0.0%	0.000
48	S-SE-CO	H	Novo Ponto	Jan-1994	410.0	1	0.0	0.0%	0.000
49	S-SE-CO	H	Sagrado (Nov. N. Braga)	Jan-1992	1.260.0	1	0.0	0.0%	0.000
50	S-SE-CO	H	Taquarucu	Jan-1989	554.0	1	0.0	0.0%	0.000
51	S-SE-CO	H	Manga	Jan-1989	210.0	1	0.0	0.0%	0.000
52	S-SE-CO	H	D. Francisco	Jan-1987	125.0	1	0.0	0.0%	0.000
53	S-SE-CO	H	Ita	Jan-1987	1.450.0	1	0.0	0.0%	0.000
54	S-SE-CO	H	Rioaba	Jan-1987	399.2	1	0.0	0.0%	0.000
55	S-SE-CO	N	Angra	Jan-1985	1.874.0	1	0.0	0.0%	0.000
56	S-SE-CO	H	T. Jmilia	Jan-1985	807.0	1	0.0	0.0%	0.000
57	S-SE-CO	H	Itaipu 60 Hz	Jan-1983	3.300.0	1	0.0	0.0%	0.000
58	S-SE-CO	H	Itaipu 50 Hz	Jan-1983	5.375.0	1	0.0	0.0%	0.000
59	S-SE-CO	H	Embarcação	Jan-1982	1.192.0	1	0.0	0.0%	0.000
60	S-SE-CO	H	Novo Alvarado	Jan-1982	347.4	1	0.0	0.0%	0.000
61	S-SE-CO	H	Gov. Bento Muniz - GBM	Jan-1980	1.678.0	1	0.0	0.0%	0.000
62	S-SE-CO	H	S. Santiago	Jan-1980	1.420.0	1	0.0	0.0%	0.000
63	S-SE-CO	H	Itumbara	Jan-1980	2.280.0	1	0.0	0.0%	0.000
64	S-SE-CO	O	Jatapi	Jan-1978	131.0	0.3	20.7	99.0%	0.902
65	S-SE-CO	H	Itauba	Jan-1978	512.4	1	0.0	0.0%	0.000
66	S-SE-CO	H	A. Vermeilha (Lous. E. Moraes)	Jan-1978	1.396.2	1	0.0	0.0%	0.000
67	S-SE-CO	H	S. Simão	Jan-1978	1.710.0	1	0.0	0.0%	0.000
68	S-SE-CO	H	Caviana	Jan-1977	640.0	1	0.0	0.0%	0.000
69	S-SE-CO	H	S. Udoim	Jan-1975	1.078.0	1	0.0	0.0%	0.000
70	S-SE-CO	H	Mamirondó	Jan-1975	1.440.0	1	0.0	0.0%	0.000
71	S-SE-CO	H	Promissão	Jan-1975	264.0	1	0.0	0.0%	0.000
72	S-SE-CO	C	Pisa, Medici	Jan-1974	446.0	0.26	26.0	98.0%	1.294
73	S-SE-CO	H	Villa Grande	Jan-1974	280.0	1	0.0	0.0%	0.000
74	S-SE-CO	H	Porto Colombia	Jan-1973	320.0	1	0.0	0.0%	0.000
75	S-SE-CO	H	Praia Fundo	Jan-1973	220.0	1	0.0	0.0%	0.000
76	S-SE-CO	H	Praia Real	Jan-1973	158.0	1	0.0	0.0%	0.000
77	S-SE-CO	H	Ita Solim	Jan-1973	3.444.0	1	0.0	0.0%	0.000
78	S-SE-CO	H	Mascarenhas	Jan-1973	131.0	1	0.0	0.0%	0.000
79	S-SE-CO	H	Gov. Práxedes de Souza - GPS	Jan-1971	252.0	1	0.0	0.0%	0.000
80	S-SE-CO	H	Chavantes	Jan-1971	414.0	1	0.0	0.0%	0.000
81	S-SE-CO	H	Jacatã	Jan-1971	424.0	1	0.0	0.0%	0.000
82	S-SE-CO	H	S. Canabá	Jan-1970	78.0	1	0.0	0.0%	0.000
83	S-SE-CO	H	Estrela (Lous. Carlos Barreto)	Jan-1969	1.050.0	1	0.0	0.0%	0.000
84	S-SE-CO	H	Itirapina	Jan-1969	131.5	1	0.0	0.0%	0.000
85	S-SE-CO	H	Alagás	Jan-1969	1.551.0	1	0.0	0.0%	0.000
86	S-SE-CO	O	Alagás	Jan-1968	66.0	0.26	20.7	99.0%	1.040
87	S-SE-CO	G	Caracas (Roberto Silveira)	Jan-1968	30.0	0.24	15.3	99.5%	0.837
88	S-SE-CO	G	Santa Cruz (RJ)	Jan-1968	369.0	0.31	15.3	99.5%	0.646
89	S-SE-CO	H	Pirajuba	Jan-1968	85.0	1	0.0	0.0%	0.000
90	S-SE-CO	H	Linoeiro (Almeida Sales de Oliveira)	Jan-1967	32.0	1	0.0	0.0%	0.000
91	S-SE-CO	H	Caçador	Jan-1966	80.4	1	0.0	0.0%	0.000
92	S-SE-CO	C	J. Lacerda C	Jan-1965	363.0	0.25	26.0	98.0%	1.345
93	S-SE-CO	C	J. Lacerda B	Jan-1965	262.0	0.21	26.0	98.0%	1.602
94	S-SE-CO	C	J. Lacerda A	Jan-1965	232.0	0.18	26.0	98.0%	1.869
95	S-SE-CO	H	Barragem de Santa Lúcia	Jan-1965	143.1	1	0.0	0.0%	0.000
96	S-SE-CO	H	Furnil (RJ)	Jan-1965	218.0	1	0.0	0.0%	0.000
97	S-SE-CO	C	Aguaí	Jan-1963	40.0	0.3	24.0	96.0%	1.121
98	S-SE-CO	H	Furnas	Jan-1963	127.6	0.0	0.0	0.0%	0.000
99	S-SE-CO	H	Barragem Bonita	Jan-1963	140.8	1	0.0	0.0%	0.000
100	S-SE-CO	C	Chapadão	Jan-1962	72.0	0.23	26.0	98.0%	1.462
101	S-SE-CO	H	Joazeiro (Almeida A. Laydner)	Jan-1962	97.7	1	0.0	0.0%	0.000
102	S-SE-CO	H	Jatapi	Jan-1962	180.0	1	0.0	0.0%	0.000
103	S-SE-CO	H	Praia Passos	Jan-1962	98.1	1	0.0	0.0%	0.000
104	S-SE-CO	H	Terra Marim	Jan-1962	268.0	1	0.0	0.0%	0.000
105	S-SE-CO	H	Euclydes da Cunha	Jan-1960	108.8	1	0.0	0.0%	0.000
106	S-SE-CO	H	Camargos	Jan-1960	46.0	1	0.0	0.0%	0.000
107	S-SE-CO	H	Santa Branca	Jan-1960	56.1	1	0.0	0.0%	0.000
108	S-SE-CO	H	Cachoeira Dourada	Jan-1959	659.0	1	0.0	0.0%	0.000
109	S-SE-CO	H	Santa Grande (Lous. N. Garcez)	Jan-1959	70.0	1	0.0	0.0%	0.000
110	S-SE-CO	H	Santa Grande (MG)	Jan-1959	102.0	1	0.0	0.0%	0.000
111	S-SE-CO	H	Mascarenhas de Moraes (Pavão)	Jan-1956	478.0	1	0.0	0.0%	0.000
112	S-SE-CO	H	Ruínas	Jan-1955	52.0	1	0.0	0.0%	0.000
113	S-SE-CO	C	S. Antônio	Jan-1954	20.0	0.26	26.0	98.0%	1.294
114	S-SE-CO	O	Caroba	Jan-1954	36.2	0.3	20.7	99.0%	0.902
115	S-SE-CO	O	Pratinhas	Jan-1954	472.0	0.3	20.7	99.0%	0.802
116	S-SE-CO	H	Canavieiras	Jan-1953	42.5	1	0.0	0.0%	0.000
117	S-SE-CO	H	Nilo Peçanha	Jan-1953	378.4	1	0.0	0.0%	0.000
118	S-SE-CO	H	Fontes Novas	Jan-1940	130.3	1	0.0	0.0%	0.000
119	S-SE-CO	H	Henry Borden Sub.	Jan-1928	420.0	1	0.0	0.0%	0.000
120	S-SE-CO	H	Henry Borden Ext.	Jan-1928	469.0	1	0.0	0.0%	0.000
121	S-SE-CO	H	I. Pontões	Jan-1924	189.7	1	0.0	0.0%	0.000
122	S-SE-CO	H	Jatapi	Jan-1917	11.8	1	0.0	0.0%	0.000
					Total (MW) = 64.476.8				

* Subsystem S - south, SE-CO - Southeast Midwest
** Fuel source (C, bituminous coal; D, diesel oil; G, natural gas; H, hydro; N, nuclear; O, residual fuel oil)
[1] Agência Nacional de Energia Elétrica. Banco de Informações da Geração (http://www.aneel.gov.br), data collected in november 2004.
[2] Bus, M. A., Lawrence, P., Motzdrup, R., Schaeffer, A. F., Simoes, H. W. and J. M. Lukan. Road test guidelines for GHG emission 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. Resumos Diários dos Novos Empreendimentos de Geração (http://www.aneel.gov.br), data collected in november 2004.

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



Tabela Resumo

Emission factors for the Brazilian South-Southeast-Midwest interconnected grid				
Baseline (including imports)	EF_{OM} [tCO ₂ /MWh]	Load [MWh]	LCMR [GWh]	Imports [MWh]
2002	0,8504	275.402.896	258.720	1.607.395
2003	0,9378	288.493.929	274.649	459.586
2004	0,8726	297.879.874	284.748	1.468.275
	Total (2001-2003) =	861.776.699	818.118	3.535.256
	$EF_{OM, simple-adjusted}$ [tCO ₂ /MWh]	$EF_{BM, 2004}$	Lambda	
	0,4310	0,1045	λ_{2002}	
	Alternative weights	Default weights	0,5053	
	$w_{OM} = 0,75$	$w_{OM} = 0,5$	λ_{2003}	
	$w_{BM} = 0,25$	$w_{BM} = 0,5$	0,5312	
	EF_{CM} [tCO ₂ /MWh]	Default EF_{OM} [tCO ₂ /MWh]	λ_{2004}	
	0,3494	0,2677	0,5041	

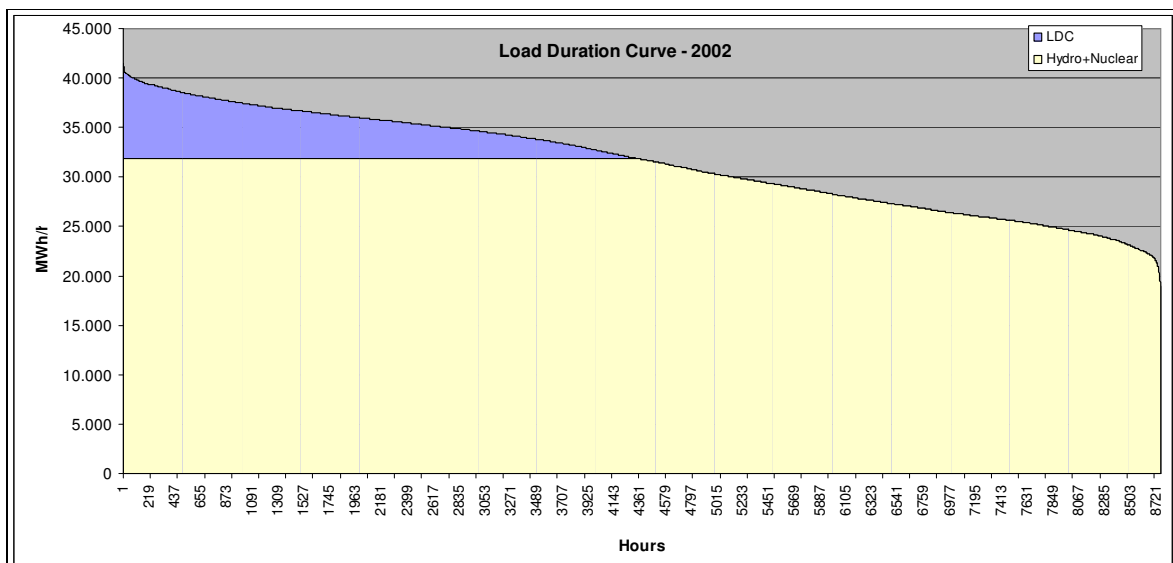


Figura 7. Curva de duração de Carga para o sistema S/SE/CO, 2001

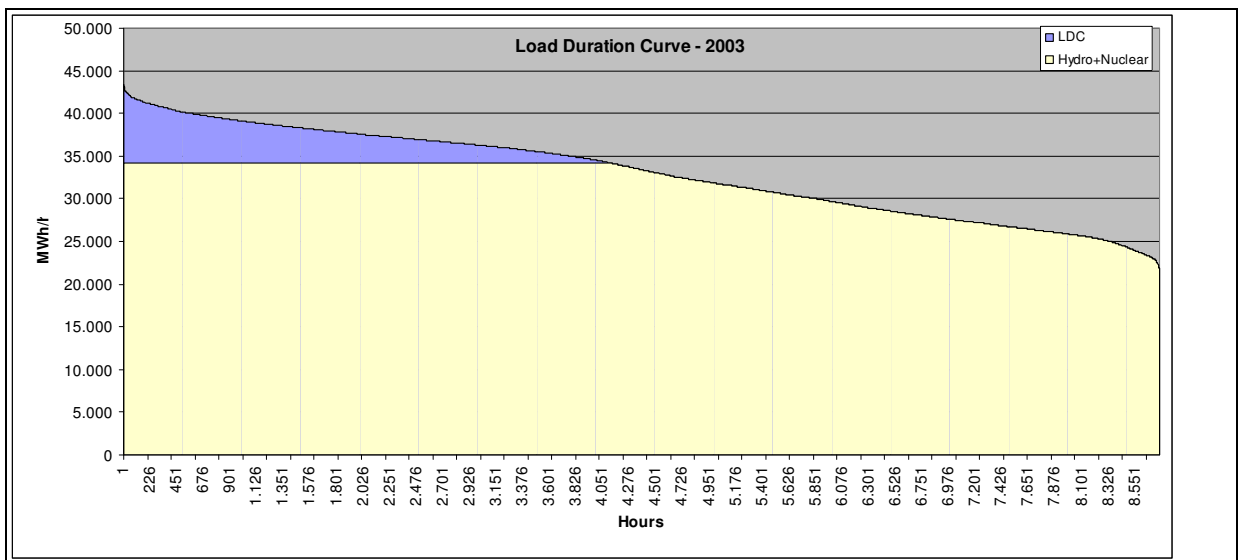


Figura 8. Curva de duração de Carga para o sistema S/SE/CO, 2002

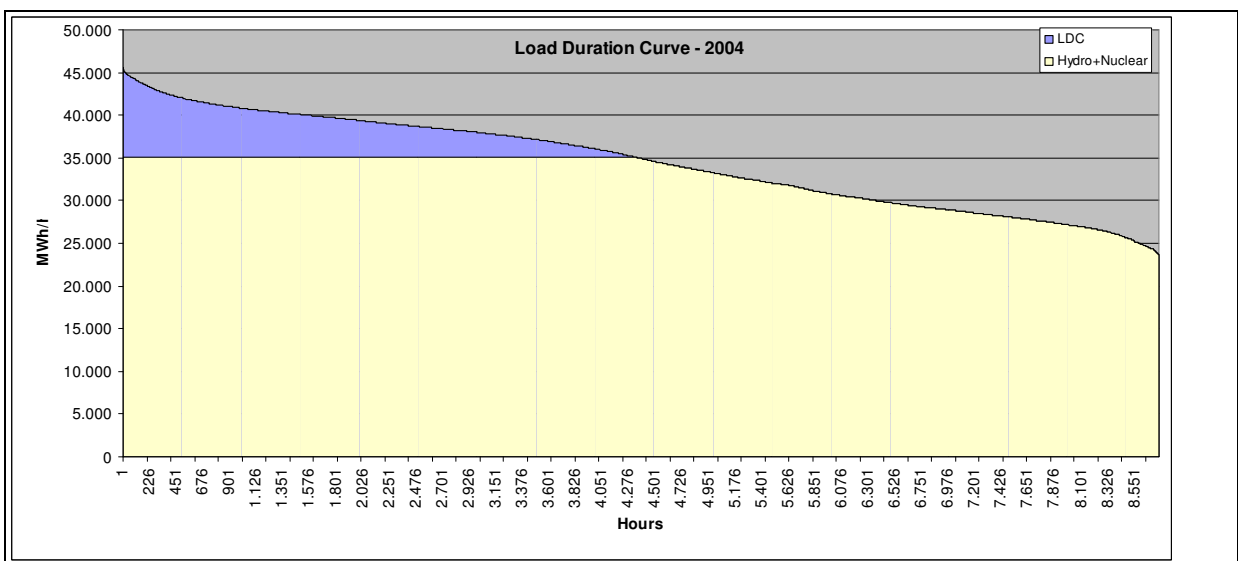


Figura 9. Curva de duração de Carga para o sistema S/SE/CO, 2003

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 2001 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:

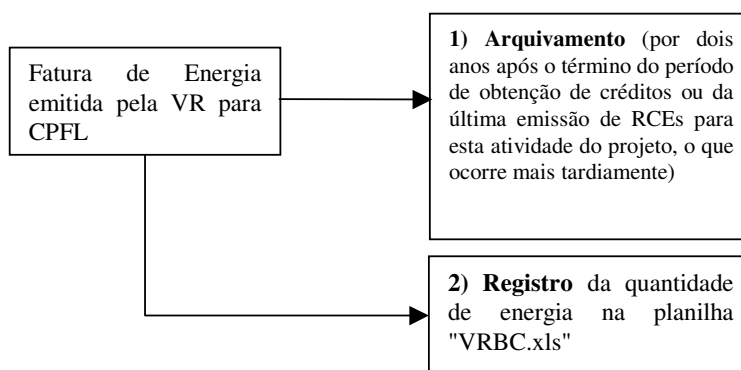


Figura 10: Procedimentos de monitoramento para PCBVR

A quantidade de energia despachada para a rede será monitorada através da fatura de energia emitida pela VR 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 “VRBC.xls”, que deve ser instrumento de verificação futura.

Aparte disso, seguindo recomendações do Conselho Executivo no uso de abordagens ex-ante e ex-post de forma a se determinar as reduções de emissão, os participantes do projeto vão atualizar o fator de emissão da linha de base anualmente após o projeto ser registrado. Isso significa coletar e arquivar dados sobre o sistema elétrico brasileiro a cada ano.

Tais dados no Brasil, como já explicado, é fornecido pelo operador do sistema elétrico, ONS. Tal entidade foi contatada uma série de vezes de forma a prover informação que permitisse o cálculo do fator de emissão para os anos de 2001-2003. Os mesmos procedimentos serão considerados para os anos seguintes, quando o projeto estiver registrado.

A informação básica fornecida pelo operador é o despacho diário de cada planta conectada à rede. Tal informação será atualizada na planilha ONS Emission Factors SSECO.xls, que é de conhecimento dos validadores. Tal banco de dados será encaminhado ao verificador.



OUTROS ANEXOS



Cooperativa dos Agricultores da Região de Orlândia
Rua 06 N° 1676 - Tel.: (016) 3820 1900 Fax: (016) 3820 1143
ORLÂNDIA - SP CEP: 14620-000
Internet: www.carol.com.br E-mail: carol@carol.com.br

A

Quem

Possa

Interessar

A CAROL - Cooperativa dos Agricultores da Região de Orlândia, declara, que embora, na safra de 2001, não tenha adquirido, da Cia Açucareira Vale do Rosário a matéria-prima Bagaço de Cana para fomento de suas caldeiras, não houve a necessidade de uso de óleo combustível, uma vez que seu funcionamento se deu por meio de queima de lenha e bagaço de cana adquirido de outros fornecedores.

Por ser expressão da verdade, firmamos a presente declaração.

Orlândia(SP), 28 de novembro de 2001.


Humberto Fernando Dal Pino
Superintendente

Figura 11: Declaração negativa de uso de combustível fóssil por antigo cliente de bagaço da VR (Carol)



A

QUEM

POSSA

INTERESSAR

A Brejeiro, Produtos Alimentícios Orlândia S A Comércio e Indústria, declara, que embora, na safra de 2001, não tenha adquirido, da Cia Açucareira Vale do Rosário a matéria-prima Bagaço de Cana como combustível de suas caldeiras, não houve necessidade de uso de óleo combustível, uma vez que seu funcionamento se deu por meio de queima de cavaco de madeira e bagaço de cana adquirido de outros fornecedores.

Por ser expressão da verdade, firmamos a presente declaração.

Orlândia (SP), 30 de Novembro de 2001

PRODUTOS ALIMENTÍCIOS ORLÂNDIA S/A COM. E IND.

DIRETOR

Produtos Alimentícios Orlândia SA Comércio e Indústria
Avenida do Café, N. 129 - Centro - Orlândia - SP - Cx. Postal 11 - CEP 14620-000 - Telex 166595
Fone/Fax: (16) 3820-5000 - Fax (16) 3820-5005 / 3820-5006

Figura 12: Declaração negativa de uso de combustível fóssil por antigo cliente de bagaço da VR
(Brejeiro)