



**MECANISMO DE DESENVOLVIMENTO LIMPO
FORMULÁRIO DO DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DE PROJETO (MDL-DCP)
Versão 03 – em vigor desde: 28 de julho de 2006**

SUMÁRIO

- A. Descrição geral da atividade do projeto
- B. Aplicação de uma metodologia de linha de base e monitoramento
- C. Duração da atividade do projeto / período de obtenção de créditos
- D. Impactos ambientais
- E. Comentários dos Atores

Anexos

Anexo 1: Informações de contato dos participantes da atividade do projeto

Anexo 2: Informações sobre financiamento público

Anexo 3: Informações sobre a linha de base

Anexo 4: Plano de monitoramento



SEÇÃO A. Descrição geral da atividade do projeto

A.1 Título da atividade do projeto:

Projeto Hidrelétrica São Domingos II

Versão 04,
30/03/2010

A.2. Descrição da atividade do projeto:

O projeto proposto pela companhia energética Santa Cruz Power Corporation Usinas Hidroelétricas S/A consiste na instalação de uma pequena central hidrelétrica com capacidade de 24,3 MW, localizada no rio São Domingos, cidade de São Domingos, estado de Goiás, região central do Brasil.

O projeto Hidrelétrica São Domingos II tem o objetivo de fornecer eletricidade renovável para o Sistema Interligado Nacional. Mais especificamente, o projeto será conectado a esse sistema através da subestação da CELG (Centrais Elétricas de Goiás), com uma linha de transmissão de 69 kV¹. A eletricidade a ser gerada já está contratada para venda a um *pool* de distribuidoras de eletricidade. O contrato foi formalizado por um Acordo de Compra de Energia (PPA), e será válido por 10 anos, a partir de janeiro de 2009.

A atividade do projeto proposto reduz as emissões de gases de efeito estufa que, de outra forma, teriam ocorrido na ausência do projeto através da geração de eletricidade por fontes de combustível fóssil na margem de operação e na margem de construção do sistema. É importante destacar que o cenário futuro prevê um aumento no consumo de combustíveis fósseis, principalmente do gás natural, com base na intenção do governo brasileiro de diversificar o fornecimento de energia.

O objetivo principal do projeto proposto é auxiliar no atendimento da crescente demanda energética no Brasil em razão do crescimento econômico e elevar a oferta de eletricidade, além de contribuir com a sustentabilidade social (geração de empregos durante a construção e melhorias na infra-estrutura nos municípios do entorno) e econômica, ao aumentar a participação da energia renovável no consumo total de eletricidade do Brasil.



Os participantes do projeto reconhecem que esta atividade de projeto está ajudando o Brasil a cumprir com suas metas de promoção do desenvolvimento sustentável. Especificamente, o projeto está alinhado com as exigências definidas pelo país anfitrião nos termos do MDL, devido às seguintes razões:

- O projeto contribui com a sustentabilidade ambiental local ao reduzir a dependência dos combustíveis fósseis, melhorando assim a qualidade do ar;
- Contribui para obter melhores condições de trabalho e aumenta as oportunidades de emprego na área onde o projeto está localizado;
- Contribui com a melhoria na distribuição de renda ao contribuir com o desenvolvimento econômico regional e local;
- Contribui para a integração regional e a correlação com outros setores. O projeto promove o aumento da participação das fontes geradoras de eletricidade de pequena escala na região e, portanto, pode encorajar outras empresas similares que desejem replicar esta experiência.

O projeto da Hidrelétrica São Domingos II eleva a oferta de eletricidade com energia hidrelétrica limpa e renovável, além de contribuir com o desenvolvimento econômico regional e local.

Considerando todos os benefícios inerentes trazidos pela implementação do projeto, é possível concluir que a atividade do projeto proposto contribui com o desenvolvimento sustentável do país.

¹ O projeto São Domingos II apresentou um pedido de alteração da Resolução Autorizativa 501 de 2001, a fim de aumentar sua capacidade de conexão por meio de uma linha de transmissão de 138 kV, em razão do melhor desempenho técnico.



A.3. Participantes do projeto:

Tabela 1: Parte(s) e entidade(s) privada(s) / pública(s) envolvidas na atividade do projeto

Nome da Parte envolvida (*) ((host) indica uma Parte anfitriã)	Entidade(s) privada(s) e/ou pública(s) participantes do projeto (*) (se houver)	Por gentileza, indicar se a Parte envolvida deseja ser considerada como participante no projeto (Sim/Não)
Brasil (host)	Santa Cruz Power Corporation Usinas Hidroelétricas S/A	Não

(*)De acordo com as modalidades e procedimentos de MDL, no momento de tornar público o MDL-DCP no estágio de validação, uma Parte envolvida pode ou não ter providenciado sua aprovação. No momento de solicitação do registro, exige-se a aprovação da(s) Parte(s).

A.4. Descrição técnica da atividade do projeto:

A.4.1. Local da atividade do projeto:

A.4.1.1. Parte(s) Anfitriã(s):

Brasil

A.4.1.2. Região/Estado/Província, etc.:

Goiás

A.4.1.3. Município/Cidade/Comunidade, etc.:

São Domingos

A.4.1.4. Detalhes da localização física, inclusive informações que possibilitem a identificação inequívoca desta atividade de projeto (máximo de uma página):

São Domingos é um pequeno município na região nordeste do estado de Goiás, Brasil. A cidade se localiza na microrregião do Vão do Paranã, a 400 km da capital federal, Brasília, e a 640 km de Goiânia, capital do estado de Goiás.

São Domingos possui uma população estimada em 9.201 habitantes e uma área de 3.295 km². A atividade do projeto hidrelétrica São Domingos II será localizada no rio São Domingos, na Bacia do rio Tocantins,



**FORMULÁRIO DO DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DE PROJETO
(MDL DCP) - Versão 03.1.**



MDL – Conselho Executivo

página 5

de acordo com as coordenadas 13° 24' 39'' S e 46° 22' 47'' O, no município de São Domingos, estado de Goiás.

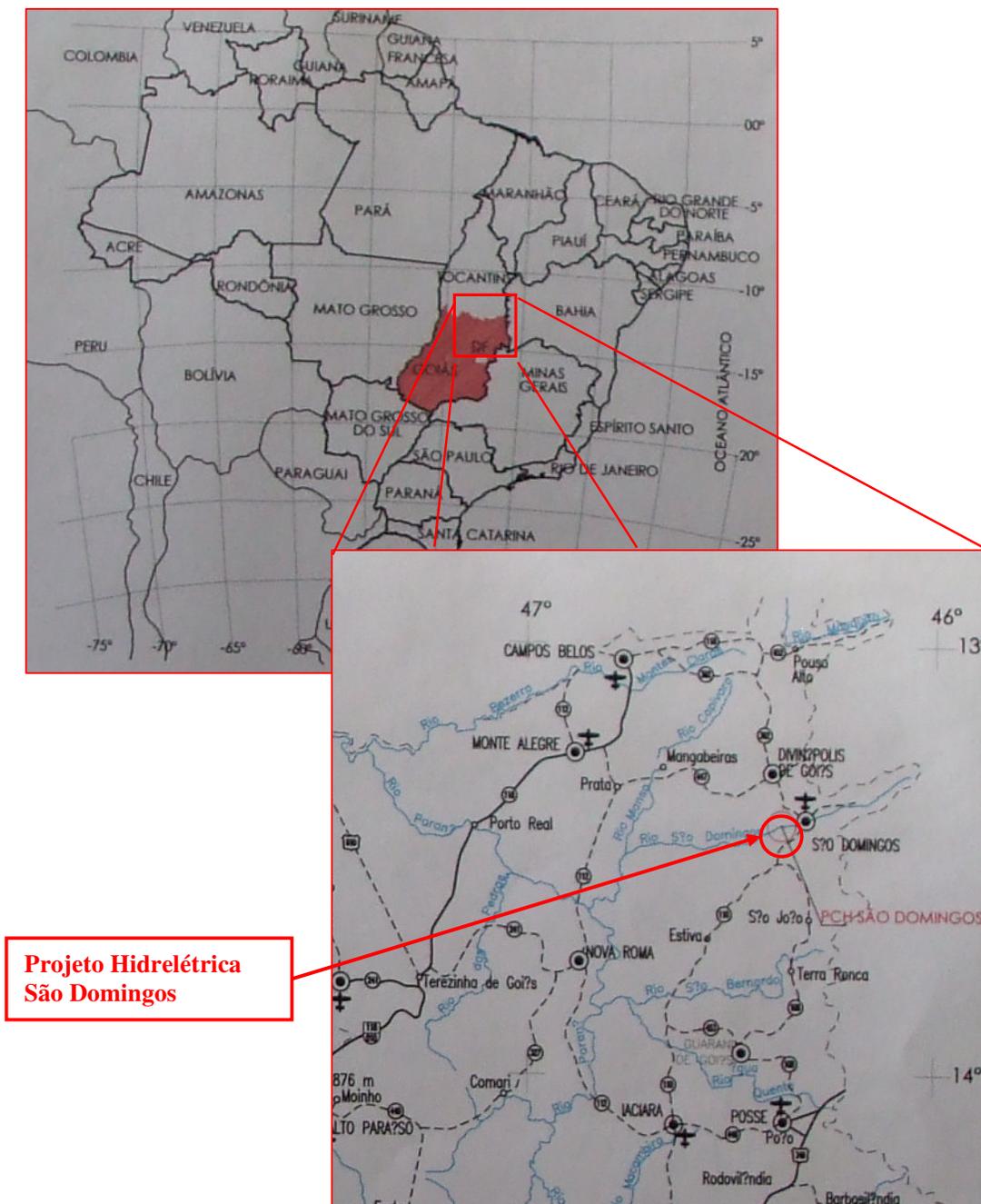


Figura 1: Mapa do Brasil e localização do projeto



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

Escopo Setorial: 1 – Setores energéticos (fontes renováveis / não renováveis).

Categoria: Geração de eletricidade renovável para uma rede elétrica.

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

O projeto consiste em uma hidrelétrica cuja barragem possui uma capacidade instalada de 24,3 MW. A hidrelétrica possui uma barragem de desvio para direcionar a água para o canal, e uma tomada d' água feita de concreto. A barragem de desvio direciona a água através do canal de adução para a câmara de carga. Um conduto forçado conduzirá a água da câmara de carga para a casa de força localizada à jusante da tomada d' água, composta por 3 Turbinas Francis conectadas a geradores síncronos de eixo horizontal. A água passa através das turbinas, rotacionando-as com força suficiente para produzir eletricidade em um gerador. Em seguida, a água flui de volta ao rio através de um canal de fuga. A figura abaixo mostra um diagrama de uma pequena central hidrelétrica típica.

Legenda:

Power House – casa de força
Feeder Canal – canal de adução
Penstock – conduto forçado
Forebay - câmara de carga
Tail Race – canal de fuga
Reserve Flow – caudal ecológico
Intake – Tomada d' água
Fish Ladder – escada de peixes

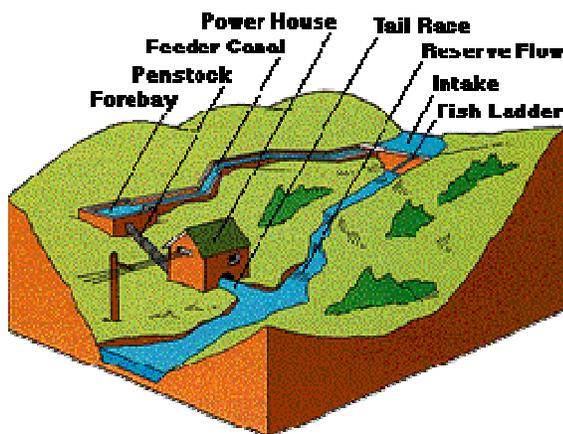


Figura 2: Esquema de um projeto de sistema de pequena central hidrelétrica



Os principais componentes da pequena central hidrelétrica incluem:

Barragem

Situada a 86 km da foz do rio, a barragem será construída conforme as seguintes especificações:

Tabela 2: Características da barragem

<i>Tipo</i>	Terra com intersecção
<i>Altura máxima da barragem</i>	56 m
<i>Comprimento da barragem</i>	1.209,29 m
<i>Vazão máxima do vertedouro</i>	(TR-10000) 260,05 m ³ /s
<i>Vazão máxima do vertedouro em “capacidade maximorum”</i>	263,13 m ³ /s
<i>Material de construção</i>	Terra
<i>Comprimento total da crista do vertedouro</i>	5,00 +3,00 +3,00 m
<i>Volume total do aterro</i>	1.984.089,8 m ³
<i>Volume total de concreto</i>	9.540,97 m ³
<i>Cota do nível normal máximo da barragem</i>	613,00 m
<i>Cota do piso operacional da comporta</i>	609,00 m

Sistema de adução

O projeto da pequena central hidrelétrica São Domingos II consiste em diversas estruturas e obras de adução, conforme especificadas a seguir:

- ***Tomada d’água***

A tomada d’água será localizada na margem esquerda do rio e instalada sobre um maciço rochoso.



Tabela 3: Características da tomada d'água

<i>Tipo de comporta</i>	Vagão
<i>Quantidade</i>	1
<i>Dimensões (passagem livre)</i>	2 x (2,80 m largura; 4,50 m altura)
<i>Ativação</i>	Guincho manual
<i>Capacidade do talha</i>	15 t
<i>Tipo de comporta</i>	Ensecadeira “Stop-log”
<i>Quantidade</i>	1
<i>Dimensões (passagem livre)</i>	2 x (2,80 m largura; 4,50 m altura)
<i>Ativação</i>	Guincho de corrente
<i>Quantidade de grades para retenção de resíduos</i>	1
<i>Espaçamento entre as barras da grade</i>	10,70 m largura; 4,15 m altura
<i>Nível d'Água Máximo Normal</i>	613,00 m
<i>Cota do piso operacional das comportas</i>	613,00 m
<i>Cota da soleira da comporta</i>	609,00 m
<i>Ápice da pressão máxima na “stop-log”</i>	4 mca (metros de coluna d'água)

- *Canal de adução*

O canal de adução será posicionado na margem esquerda do rio, conectando a tomada d'água à câmara de carga.

Tabela 4: Características do canal de alimentação

<i>Comprimento</i>	1.840 m
<i>Largura da base</i>	6,50 m
<i>Volume aproximado da escavação</i>	193.122 m ³
<i>Nível d'água</i>	4,00 m
<i>Velocidade média da água no canal</i>	0,57 m/s
<i>Inclinação do talude de escavação</i>	1:0,75
<i>Inclinação do talude terraplanado</i>	1:1,15
<i>Área úmida</i>	38,00 m ²
<i>Perímetro úmido</i>	16,50 m
<i>Raio hidráulico</i>	2,30 m

- *Câmara de carga*

A câmara de carga será construída em concreto estrutural e estará localizada na margem esquerda do rio, sobre um maciço rochoso.



Tabela 5: Características da câmara de carga

<i>Tipo de comporta</i>	“stop-log” com “by pass”
<i>Quantidade</i>	1
<i>Dimensões (passagem livre)</i>	3 x (2,012 m largura; 2,012 m altura)
<i>Ativação</i>	Guincho manual
<i>Capacidade do guincho</i>	15 t
<i>Número de grades</i>	1
<i>Seção livre da grade</i>	9,00 m largura; 5,41 m altura
<i>Nível máximo normal da água</i>	613,00 m
<i>Cota do piso operacional das comportas</i>	614,00 m
<i>Cota da soleira da comporta</i>	606,75 m
<i>Ápice da pressão máxima no stop-log</i>	7,10 mca

- ***Conduto forçado***

O conduto forçado, feito de plástico reforçado com fibra de vidro, deixará a câmara de carga com 1,70 m de diâmetro e 268 m de extensão, sendo apoiado por berços de concreto, cujas deflexões serão ancoradas por blocos de concreto ciclópico dimensionados para neutralizar as forças que possam causar movimentos indesejados na tubulação.

Casa de força

A casa de força, construída em concreto estrutural, estará localizada na margem esquerda do rio. A água retornará ao rio através de um canal de fuga escavado em solo e rocha. Nesta configuração, a posição da casa de força utiliza uma altura de queda bruta de 131,70 m, e contém três turbinas Francis, com os geradores síncronos em seu interior.

Tabela 6: Características da casa de força

<i>Tipo</i>	Coberta
<i>Área da casa de força</i>	456,86 m ²
<i>Cota de proteção contra enchentes</i>	485,39 m
<i>Cota mínima da casa de força</i>	477,69 m
<i>Cota mínima da sala de controle</i>	485,39 m



- *Turbinas*

As turbinas escolhidas são do tipo Francis, com potência mínima nominal de 8.291 kW, sob uma altura de queda líquida de 127,60 m e 720 rpm. As turbinas foram projetadas e montadas de forma a suportar todas as tensões resultantes da operação da unidade em condições nominais e, em caso de descarga, não causar riscos ao equipamento. O rotor da turbina é fabricado em aço carbono, e possui lâminas de aço de alta resistência, com depósitos de aço inoxidável nas áreas sujeitas a cavitação.

Tabela 7: Características das turbinas

<i>Tipo</i>	Francis com espiral simples
<i>Quantidade</i>	3
<i>Potencia unitária nominal mínima</i>	8.291 kW
<i>Rendimento mínimo da turbina</i>	92%
<i>Altura de queda líquida</i>	127,60 m
<i>Vazão nominal</i>	7,20 m ³ /s
<i>Velocidade de rotação</i>	720 rpm
<i>Altitude local</i>	485 m
<i>Posição do eixo</i>	Horizontal
<i>Rotação específica</i>	178,19 rpm
<i>Altura de sucção</i>	0,22 m

- *Transformador*

Tabela 8: Características do transformador

<i>Tipo</i>	Transformador trifásico a óleo
<i>Potência nominal</i>	8/10 MVA – ONAN/ONAF (1)
<i>Alta tensão</i>	69 kV ± 2 x 2.5%
<i>Conexão de alta tensão</i>	Estrela aterrada
<i>Baixa tensão</i>	6,9 kV
<i>Conexão de baixa tensão</i>	Delta
<i>Frequência</i>	60 Hz
<i>Ventilação</i>	1 estágio
<i>Número de transformadores</i>	3

(1) - 8 MVA com ONAN (Oil Natural Air Natural) e 10 MVA com ONAF (Oil Natural Air Forced)



- *Geradores*

Tabela 9: Características dos geradores

<i>Número de geradores</i>	3
<i>Tipo de gerador</i>	Síncrono trifásico
<i>Potência unitária</i>	9000 kVA
<i>Rendimento</i>	96,5%
<i>Tensão nominal</i>	6,9 kV
<i>Frequência</i>	60 Hz
<i>Fator de potência</i>	0,90
<i>Número de pólos</i>	10
<i>Posição do eixo</i>	Horizontal

Mini-Central

Uma mini-central, composta por uma turbina Francis e um gerador assíncrono, será instalada com o objetivo de utilizar a vazão sanitária da seção do rio entre a barragem e a casa de força. A vazão da água após a passagem pela turbina será aproveitada por meio de uma pequena casa de força a ser construída na galeria de desvio. Assim, haverá um acréscimo de 340 kW na capacidade energética instalada sem qualquer aumento da área inundada ou impacto ambiental.

Canal de fuga

A água utilizada é liberada através de um *canal de fuga*, que conduz a água da turbina de volta para o rio.

Tabela 10: Características do canal de fuga

<i>Vazão</i>	21,60 m ³ /s
<i>Comprimento</i>	5 m
<i>Quantidade de "Stop-logs"</i>	1
<i>Dimensões</i>	5,00 m comprimento; 35,00 m largura
<i>Altura de queda bruta</i>	131,70 m
<i>Altura de queda líquida</i>	127,60 m
<i>Descarga máxima total das turbinas</i>	21,60 m ³ /s
<i>Descarga máxima por turbina</i>	7,20 m ³ /s
<i>Velocidade da água no duto</i>	3,5 m/s
<i>Velocidade do canal de fuga</i>	0,62 m/s



Linhas de Transmissão

A PCH São Domingos II gerará energia através de uma rede de distribuição energética trifásica de 69 kV. A usina terá uma nova linha de transmissão com 7 km de extensão, interligando a central com a subestação São Domingos I, pertencente à CELG. E, posteriormente esta conexão será feita através de uma linha de transmissão de 90 km e 138 kV, que a ligará à subestação de Iaciara, também pertencente à CELG.

Subestação Elevatória

Próximo à casa de força, será construída uma subestação de 69 kV a céu aberto, que irá abranger um transformador elevatório, transformadores de potencial e transformador de corrente.

Tabela 11: Características da subestação elevatória

<i>Potência total</i>	30 MVA
<i>Tensão inferior</i>	6,9 kV
<i>Tensão superior</i>	69 kV
<i>Número de transformadores elevatórios</i>	1

Concluindo, a tecnologia acima descrita proporciona os meios para gerar a energia que levará ao cumprimento dos objetivos do projeto, ou seja, reduzir as emissões de GEE através do descarte de outras fontes de geração energética a combustível fóssil na rede.

A.4.4 Quantidade estimada de reduções de emissões ao longo do período de obtenção de créditos escolhido:

As reduções de emissões *ex-ante* são estimadas em **363.675** tCO₂e para o período de obtenção de créditos escolhido de 10 anos². É necessário observar que as reduções de emissões reais serão baseadas nos dados monitorados e podem diferir da estimativa mostrada abaixo.

² O período de obtenção de créditos foi alterado, consistindo agora em um período único de 10 anos. Maiores detalhes na seção B.5.



Tabela 12: Reduções de emissões totais durante o período de obtenção de créditos de 10 anos

Anos	Estimativa anual de reduções de emissões (toneladas de CO₂e)
2010	36.368
2011	36.368
2012	36.368
2013	36.368
2014	36.368
2015	36.368
2016	36.368
2017	36.368
2018	36.368
2019	36.368
Total de reduções estimadas (tCO₂e)	363.675
Número de anos de obtenção de créditos	10
Média anual das reduções estimadas ao longo do período de obtenção de créditos (toneladas de CO₂e)	36.368

A.4.5. Financiamento público da atividade do projeto:

Não há qualquer financiamento por parte de fontes nacionais ou internacionais envolvido em quaisquer aspectos da atividade do projeto MDL proposto.



SEÇÃO B. Aplicação de uma metodologia de linha de base e monitoramento

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

A atividade do projeto utiliza uma metodologia de linha de base e monitoramento consolidada já existente (ACM0002 – Versão 08), que foi aprovada e disponibilizada ao público pelo Conselho Executivo do MDL.

A metodologia é denominada “*Consolidated baseline methodology for grid-connected electricity generation from renewable sources – Version 08*” [Metodologia consolidada de linha de base para a geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis – Versão 08].

Esta metodologia também se refere às últimas versões aprovadas das seguintes ferramentas:

- Ferramenta de cálculo do fator de emissão para um sistema de geração de eletricidade (Versão 1.1)
- Ferramenta para a demonstração e avaliação da adicionalidade (Versão 5.2)

B.2 Justificativa da escolha da metodologia e da razão pela qual ela se aplica à atividade do projeto:

A metodologia aprovada ACM0002 – Versão 08 se aplica a atividades de projetos de geração de energia renovável conectados à rede elétrica que envolvam adições de capacidade elétrica, sob as seguintes condições:

- Que a atividade do projeto se refira à instalação ou modificação/modernização de uma usina/unidade geradora de energia de um dos seguintes tipos: usina/unidade hidrelétrica (seja um reservatório a fio-de-água ou de acumulação); usina/unidade de energia eólica; usina/unidade de energia geotérmica; usina/unidade de energia solar; usina/unidade de energia de ondas ou marés.
- No caso de usinas hidrelétricas:
 - Que a atividade do projeto seja implementada num reservatório já existente, sem quaisquer alterações no volume do reservatório.



- Que a atividade do projeto seja implementada num reservatório já existente, onde o volume do reservatório seja aumentado e a densidade energética da atividade do projeto, de acordo com as definições fornecidas na seção “emissões do projeto”, seja superior a 4 W/m^2 .
- Que a atividade do projeto resulte em novos reservatórios e a densidade energética da usina, de acordo com a definição fornecida na seção “emissões do projeto”, seja superior a 4 W/m^2 .
- Que os limites geográficos e sistêmicos para a rede elétrica pertinente possam ser claramente identificados, e as informações sobre as características da rede elétrica estejam disponíveis.
- Deve haver uma disponibilidade de 5 anos de dados históricos (ou 3 anos no caso de atividades de projetos não hidrelétricos) para as atividades de projetos sobre as quais sejam implementadas medidas de modificação/modernização em uma usina energética já existente.

A atividade do projeto não se aplica às seguintes condições:

- Atividades de projetos que envolvam substituição de combustíveis fósseis por fontes de energias renováveis no local da atividade do projeto, uma vez que, neste caso, a linha de base possa ser o uso contínuo de combustíveis fósseis no local.
- Usinas energéticas a partir da queima de biomassa.
- Usinas hidrelétricas que resultem em novos reservatórios ou no aumento dos reservatórios já existentes, onde a densidade energética da usina é menor que 4 W/m^2 .

Além disso, são adotadas as condições de aplicabilidade incluídas nas ferramentas mencionadas acima.

O projeto consiste em uma atividade de geração de energia ligada à rede elétrica, e atende aos critérios de aplicabilidade da metodologia ACM0002, versão 08.

A atividade do projeto proposto consiste na instalação de um projeto de geração de energia hidrelétrica dotado de um novo reservatório, com densidade energética (capacidade instalada de geração de energia dividida pela área da superfície do reservatório completamente preenchido) superior a 4 W/m^2 . A densidade energética do reservatório da usina hidrelétrica São Domingos II é equivalente a 16 W/m^2 . A capacidade instalada de geração de energia é equivalente a 24,3 MW, e a área da superfície com o reservatório completamente preenchido equivale a $1,5 \text{ km}^2$.



Os limites geográficos e sistêmicos para a rede elétrica pertinente podem ser claramente identificados, e as informações sobre as características da rede estão disponíveis, uma vez que a usina estará conectada ao Sistema Interligado Nacional. Todos os dados necessários para calcular o fator de emissão da rede elétrica estão disponíveis.

Esta metodologia não se aplica a atividades de projetos que envolvam substituição de combustíveis fósseis por energia renovável no local da atividade do projeto, visto que o projeto consiste na construção de novas centrais hidrelétricas; portanto, nenhuma substituição de combustível é aplicada.

Conforme declarado acima, a atividade do projeto em consideração atende a todos os critérios de aplicabilidade da metodologia, justificando a conveniência da escolha da metodologia em virtude da atividade do projeto.

B.3. Descrição das fontes e dos gases abrangidos pelo limite do projeto

De acordo com a metodologia ACM0002, versão 08, a extensão espacial do limite do projeto abrange a usina geradora pertencente ao projeto e todas as usinas energéticas fisicamente conectadas ao sistema de eletricidade ao qual a usina energética prevista no projeto MDL esteja conectada.

Os gases de efeito estufa e fontes emissoras incluídos ou excluídos do limite do projeto são apresentados na tabela abaixo:

Tabela 13: Fontes emissoras incluídas ou excluídas do limite do projeto

	Fonte	Gás	Incluída?	Justificativa / Explicação
Linha de Base	Emissões de CO ₂ pela geração de eletricidade em usinas energéticas a combustível fóssil, descartadas pela atividade do projeto	CO ₂	Sim	Segundo a ACM0002, versão 08, os empreendedores do projeto devem contabilizar somente as emissões de CO ₂ produzidas pela geração de eletricidade em centrais energéticas a combustível fóssil que forem descartadas pela atividade do projeto.
		CH ₄	Não	Fonte emissora secundária
		N ₂ O	Não	Fonte emissora secundária
Atividade do Projeto	Para usinas hidrelétricas, emissões de CH ₄ do reservatório	CO ₂	Não	Sendo o projeto uma estação hidroenergética com densidade energética superior a 10 W/m ² , nenhuma emissão do projeto deve ser considerada segundo a metodologia ACM0002, versão 08.
		CH ₄	Não	
		N ₂ O	Não	



Para a determinação da linha de base, os participantes do projeto devem assumir apenas as emissões de CO₂ pela geração de eletricidade em usinas energéticas a combustível fóssil descartada pela atividade do projeto.

B.4. Descrição de como o cenário da linha de base é identificado e descrição do cenário da linha de base identificado:

De acordo com a metodologia de linha de base consolidada aprovada ACM0002, versão 08, se a atividade do projeto consistir na instalação de uma nova usina/unidade geradora de energia renovável ligada à rede elétrica, o cenário da linha de base será o fornecimento, pela atividade do projeto, de eletricidade à rede elétrica que de outra forma seria produzida pela operação de usinas energéticas ligadas à rede, e pela adição de novas fontes geradoras, conforme refletido nos cálculos da margem combinada (CM) descritos na “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”.

Portanto, descreve-se o cenário da linha de base como o fornecimento de eletricidade pela rede elétrica interligada brasileira, e o não investimento no projeto proposto pelos empreendedores do projeto.

Conforme descrito na metodologia de linha de base consolidada ACM0002, versão 08, as emissões da linha de base são obtidas pelo produto do fator de emissão da linha de base com a eletricidade fornecida pela atividade do projeto para a rede elétrica. O fator de emissão da linha de base ($EF_{grid, CM y}$) é calculado utilizando-se a versão mais recente da “Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico” como uma margem combinada (CM), que consiste na combinação dos fatores da margem de operação (OM) e da margem de construção (BM).

Para calcular as reduções de emissões, o fator de emissão da linha de base ($EF_{grid, CM y}$) é de 0,1842 toneladas de CO₂ equivalente por MWh de energia substituída, calculado para a rede elétrica brasileira. Este valor será atualizado durante o monitoramento.

Os dados básicos necessários para a determinação *ex-post* das emissões de linha de base estão resumidos na tabela abaixo:



Tabela 14: Dados básicos

Dado	Fonte
Projeto de Geração Hidrelétrica São Domingos II	Santa Cruz Power Corporation Usinas Hidroelétricas S/A
Fator de emissão da margem combinada para o Sistema Interligado Nacional.	Dados fornecidos pelo Ministério da Ciência e Tecnologia do Brasil, calculados de acordo com a “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”

B.5. 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 no âmbito do MDL (avaliação e demonstração da adicionalidade):

Segundo a diretriz de preenchimento do DCP, se a data de início da atividade do projeto for anterior à data de validação, será necessário fornecer evidências de que o incentivo do MDL foi seriamente considerado na decisão de prosseguir com a atividade do projeto. Nesses casos, os empreendedores do projeto deverão apresentar uma Sequência de Eventos de implementação da atividade do projeto MDL proposto.

Considerando que a data de início do projeto Hidrelétrica São Domingos II é anterior à data de validação, o parágrafo a seguir descreve a Sequência de Eventos de implementação e as evidências de que o incentivo para o MDL foi seriamente considerado na decisão de prosseguir com a atividade do projeto.

A data de início da atividade do projeto proposto é 30 de março de 2007, considerada a data em que tiveram início ações reais da atividade do projeto, e que corresponde à assinatura do contrato de obras civis.

A Santa Cruz Power Corporation iniciou a exploração do potencial hidráulico da usina São Domingos II em 2001. Em 2005, a ARS comprou uma participação na empresa, o que permitiu financiar os estudos de engenharia básicos do projeto. Normalmente, as equipes de desenvolvimento locais possuem boas ideias de projetos, mas a falta de financiamento é uma forte barreira ao desenvolvimento do projeto. Do ponto de vista técnico, as empresas são sólidas; em termos comerciais e financeiros, porém, elas são fracas e pouco capitalizadas, problema que tem afetado o desenvolvimento do projeto.



Na época, a Contour Global, empresa interessada em projetos de geração de energia renovável elegíveis pelo Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL) do Protocolo de Quioto, buscava projetos desse tipo em vários países, e começara a demonstrar interesse no Projeto São Domingos II;

À primeira “due diligence” realizada pela Contour Global, em fevereiro de 2006, seguiram-se meses de negociações que terminaram quando, em outubro de 2006, a empresa comprou uma participação no projeto, através da assinatura de um contrato de acionistas, considerando a possibilidade das receitas de créditos de carbono gerados por um projeto de energia renovável. Conseqüentemente, com o objetivo de prosseguir com os assuntos concernentes ao MDL, a Contour Global contratou profissionais para lidar com a questão e consultar diversas empresas de consultoria em MDL. Em março de 2007 a Contour Global aceitou a proposta comercial da MGM International para dar início ao desenvolvimento do DCP e fornecer suporte às outras atividades correspondentes ao ciclo MDL.

Desde o início do envolvimento da Contour Global no projeto, o MDL foi sempre levado em consideração durante as avaliações e análises realizadas, evidenciando o conhecimento e a importância de seu incentivo, que também foi seriamente considerado na decisão final de prosseguir com a atividade do projeto. Esta evidência se baseia na análise financeira que foi realizada considerando a receita do MDL, durante a “due diligence” realizada em 2006, e outras ações mencionadas na Seqüência de Eventos apresentada como parte deste DCP.

A Seqüência de Eventos para a EOD analisar o conhecimento e a séria consideração do MDL no processo de tomada de decisão e na implementação do projeto está no Anexo 5 abaixo.

Segundo a metodologia de linha de base consolidada ACM0002, versão 08, a adicionalidade da atividade do projeto deve ser demonstrada e avaliada utilizando-se a versão mais recente da “*Ferramenta para a demonstração e avaliação da adicionalidade*” fixada pelo Conselho Executivo do MDL, e que está disponível na página de MDL no website da UNFCCC.

Esta ferramenta considera alguns passos importantes e necessários para determinar se a atividade do projeto é adicional, e é importante também para demonstrar como as reduções de emissões não ocorreriam na ausência da atividade do projeto Hidrelétrica São Domingos II.

A seguir, serão apresentados os passos para a demonstração e avaliação da adicionalidade da atividade do projeto proposto.



Passo 1. Identificação de alternativas à atividade do projeto compatíveis com as leis e regulamentações atuais

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

As alternativas realísticas e confiáveis identificadas e disponibilizadas aos empreendedores do projeto, e que proporcionam rendimentos comparáveis aos da atividade do projeto MDL proposto, são as seguintes:

Alternativa 1: A atividade do projeto proposto não ser considerada uma atividade de projeto de MDL.

Alternativa 2: Continuação das tendências atuais da rede elétrica interligada brasileira.

Alternativa 3: Construção de uma usina termelétrica.

A *Alternativa 1* envolve uma central energética de 24,3 MW não considerada como projeto MDL. Conforme explicado abaixo, esta alternativa não é financeiramente atraente, e enfrenta uma barreira proibitiva que impede a sua implementação.

O Sistema Interligado Nacional terá de elevar sua capacidade de geração de eletricidade em poucos anos. De acordo com a regulação do sistema elétrico e as condições de mercado, atualmente é mais fácil e rápido instalar uma central termelétrica do que uma hidrelétrica no Brasil. Portanto, as Alternativas 2 e 3 envolvem principalmente a instalação de novas centrais termoeletricas no Sistema Interligado Nacional a fim de suprir a sempre crescente demanda de eletricidade do país (este fato já está contemplado na estimativa aproximada fornecida pelo cálculo da margem de construção das emissões da linha de base). A alternativa para o empreendedor do projeto seria não investir no projeto proposto, e provavelmente buscar outras oportunidades, como mercados de maior crescimento econômico ao redor do planeta.

Sub-passo 1b. Compatibilidade com as leis e regulamentações obrigatórias:

As alternativas acima mencionadas estão em conformidade com todas as exigências legais e regulatórias aplicáveis no Brasil (estado de Goiás).

Passo 2. Análise de investimentos

Sub-passo 2a. Determinar o método de análise apropriado



Segundo as “*Ferramentas para a demonstração e avaliação da adicionalidade*”, sugerem-se três métodos de análises, a saber: Análise de custos simples (opção I), Análise comparativa de investimentos (opção II) e Análise de *benchmark* (opção III).

Como a atividade do projeto gera outros rendimentos além dos créditos de carbono devido à venda de eletricidade à rede elétrica, não é possível aplicar a análise de custos simples.

O método de análise comparativa de investimentos (opção II) é aplicável aos projetos cujas alternativas também se configuram em projetos de investimentos. Somente nesta base é possível realizar uma análise comparativa. O cenário alternativo da linha de base do projeto é utilizar a rede elétrica interligada brasileira ao invés de novos projetos de investimentos. Portanto, a opção II não é um método apropriado no contexto da tomada de decisões. A análise de *benchmark* (opção III) é então a alternativa selecionada para esta atividade de projeto.

Sub-passo 2b. – Opção III. Aplicar a análise de benchmark

Para realizar a análise de referências (*benchmark*), será realizada uma avaliação do fluxo de caixa do projeto pelas taxas internas de retorno (TIRs, com e sem os incentivos financeiros do MDL).

A análise de *benchmark* é realizada comparando-se a TIR do projeto com o custo de oportunidade mais conservador da economia brasileira – a Taxa Básica de Juros, ou SELIC³ (Sistema Especial de Liquidação e Custódia) determinada pelo Banco Central do Brasil, que representa o retorno esperado de um fundo de investimentos de baixo risco⁴.

Sub-passo 2c. Cálculo e comparação dos indicadores financeiros

Os dados relevantes considerados na análise são:

- Receitas da venda de eletricidade: estimadas considerando-se a energia que será vendida à rede elétrica e os preços da eletricidade pelos quais a energia será vendida;

³ A taxa SELIC é a média ponderada das taxas negociadas em contratos de recompra overnight apoiados por títulos do governo registrados no SELIC (Sistema Especial de Liquidação e Custódia).

⁴ Banco Central do Brasil, http://www.portalbrasil.net/indices_selic.htm



- Receitas das Reduções Certificadas de Emissões (RCEs): estimadas considerando-se as estimativas de redução de emissões, o preço médio de venda dos créditos de carbono, € 20 /tCO₂, e um período de obtenção de créditos de 21 anos;
- Média da taxa de câmbio: € 1,5 / US\$;
- Vida útil da TIR: 32 períodos;
- Fator de operação: 97%;
- Gastos de capital: R\$ 5.120.000,00 / MW;
- A taxa básica de juros SELIC⁵ para o segundo semestre de 2006 foi a seguinte:

Tabela 15: Taxa básica de juros SELIC

Mês	Taxa básica de juros SELIC
Julho	15,17 %
Agosto	14,66 %
Setembro	14,17 %
Outubro	14,16 %
Média	14,54 %

É importante ressaltar que a comparação direta entre a taxa SELIC e a TIR não é precisa, e a ideia não é introduzir uma análise de benchmark, mas sim estabelecer um parâmetro de referência. Dado que um projeto de energia hidrelétrica é um investimento muito mais arriscado do que um título do governo, é necessário que ocorra um retorno financeiro bem mais elevado se comparado ao da taxa SELIC.

Considerou-se um período de obtenção de créditos de 21 anos no processo de tomada de decisão da análise financeira. No entanto, depois de algum tempo, diante da modificação do fator de emissão brasileiro e da aprovação da ferramenta metodológica para calcular o fator de emissão para o sistema elétrico (segundo os quais é necessário selecionar diferentes pesos para as margens de operação e construção no segundo e no terceiro períodos de obtenção de créditos), o participante do projeto decidiu que seria mais adequado trocar o período de obtenção de créditos selecionado por um período único de 10 anos.

Na época em que a análise de investimentos foi realizada, as fontes dos principais valores de entrada foram as seguintes:

⁵ Banco Central do Brasil, http://www.portalbrasil.net/indices_selic.htm



Investimento total

Os custos de construção para cada item do projeto foram estimados com base em propostas comerciais disponíveis no momento em que a Contour Global estava analisando o estudo de viabilidade do projeto. As propostas comerciais mais representativas correspondentes aos fornecedores listados abaixo foram disponibilizadas para análise da EOD:

Tabela 16: Valores de entrada

Item	Custo (R\$000)	Fornecedor
Serviços de Engenharia Civil/construção - EPC	69.484	Terram
Turbinas	12.900	Alstom
Geradores	6.500	Gevisa
Tubulações	4.200	Moller
Comporta e Trilho	1.800	Moller
Painel de Controle/Elétrica/Subestação	8.134	Areva
Projeto Executivo	1.127	Rischbieter
Gerenciamento do Projeto	5.000	Bureau
Aquisição de terras	2.000	N.A.
Licenças Ambientais	3.000	CTC
Contingencias	8.732	Santa Cruz
Subtotal	122.877	
Ajuste de Inflação	1.601	
Total	124.478	

Por outro lado, como evidência dos maiores investimentos realizados para o projeto, os contratos assinados mais representativos para a compra de equipamentos e obras civis foram providenciados.

Tabela 17: Custos de investimento

Item	Qde	Equipamento	Custo (R\$)	Fabricante
1	4	Turbinas	5.000.000,00	HISA
2	1	Eclusa	2.824.497,15	PETROFISA,ASTJ
3	1	Portão	3.173.877,70	RIBASA
4	1	Guindastes e Guinchos	1.047.280,00	BREVIL, FEBA
5	1	Equipamentos mecânicos auxiliares	990.000,00	DIVERSOS
6	4	Geradores	3.300.000,00	WEG
7		Transformadores	1.086.433,00	WEG
8	1	Equipamentos elétricos auxiliares	4.243.960,01	GRAMEYER
	1	Subestação		
9	1	Linha de Transmissão	1.050.000,00	DENSITEL, ELMONT, OUTROS
10		Obras Civis	75.366.322,00	CONSTRUCAP
TOTAL				R\$ 98.082.369,86

Tarifa de Eletricidade



No primeiro momento em que o projeto foi analisado (início de 2006) um preço de venda de energia de R\$ 117/MWh foi estimado como base. Este preço foi escolhido observando as condições de mercado e de acordo com o último leilão ocorrido em 2005. A figura seguinte mostra que o preço do leilão A-5 em 2005 era de R\$ 116/MWh:

Empreendimento	Produto	Custo Marginal de Referência (R\$/MWh)	Direito de Participação	Preço do Último Lance (R\$/MWh)
UHE Baquari	2010-H30	116.00	BAGUARI	116.00
UHE Foz do Rio Claro	2010-H30	116.00	ALUSA	108.20
UHE Passo São João	2010-H30	116.00	ELETROSUL	113.30
UHE Paulistas	2010-H30	116.00	FURNAS	114.72
UHE Retiro Baixo	2009-H30	116.00	ORTENG	115.37
UHE São José	2010-H30	116.00	ALUSA	115.80
UHE Simplício	2010-H30	116.00	FURNAS	115.88

Source: CCEE

Figura 3: Resultados do Leilão de Energia 2005 para Empreendimentos Hidrelétricos

Portanto, o preço foi determinado de acordo com as condições de mercado e os resultados do leilão anterior (2005), porque no momento da avaliação do projeto não existia nenhum Contrato de Compra de Energia (PPA) disponível.

O fluxo de caixa do Projeto Hidrelétrica São Domingos II aponta que as TIRs para o desenvolvimento da atividade do projeto, com e sem consideração às receitas das RCEs, foram as seguintes:

Tabela 18: TIR do projeto

Com/sem as receitas das RCEs	TIR
Com as receitas das RCEs	15,78 %
Sem as receitas das RCEs	12,75 %

É possível verificar, na planilha que será apresentada à EOD durante o processo de validação, que a TIR da atividade do projeto resulta em 12,8%, chegando a 15,78% com o rendimento gerado pelas RCEs.

O resultado da análise mostra que a TIR do projeto é inferior à taxa de juros brasileira; portanto, o projeto não é financeiramente atraente sem os incentivos do MDL. Após considerar os incentivos financeiros do MDL no fluxo de caixa do projeto, a TIR do mesmo é aumentada.



Esta seção nos permite concluir que considerar o projeto como uma atividade de projeto MDL, incluindo os benefícios e incentivos adicionais provenientes das receitas das RCEs, irão aliviar ou mesmo superar os obstáculos financeiros descritos.

Sub-passo 2d. Análise de sensibilidade

Foi realizada uma análise de sensibilidade através da alteração dos seguintes parâmetros:

- Preço de venda da eletricidade;
- Taxa de câmbio;
- Gastos de capital;
- Custos de Operação e Manutenção (O&M).

Esses parâmetros foram selecionados como sendo os de maior possibilidade de flutuação ao longo do tempo. Análises financeiras foram efetuadas modificando cada um desses parâmetros, e avaliando o impacto que ocorreria sobre a TIR do projeto.

Preço de venda da eletricidade

Quando o projeto foi avaliado pela primeira vez (no início de 2006), assumia-se um preço de R\$ 117/MWh para a energia no caso base. Este preço foi escolhido observando-se as condições do mercado e o leilão anteriormente realizado em 2005. A figura a seguir mostra que o preço em reais para os leilões A-5 realizados em 2005 era de R\$ 116/MWh:

Empreendimento	Produto	Custo Marginal de Referência (R\$/MWh)	Direito de Participação	Preço do Último Lance (R\$/MWh)
UHE Baquari	2010-H30	116.00	BAGUARI	116.00
UHE Foz do Rio Claro	2010-H30	116.00	ALUSA	108.20
UHE Passo São João	2010-H30	116.00	ELETROSUL	113.30
UHE Paulistas	2010-H30	116.00	FURNAS	114.72
UHE Retiro Baixo	2009-H30	116.00	ORTENG	115.37
UHE São José	2010-H30	116.00	ALUSA	115.80
UHE Simplício	2010-H30	116.00	FURNAS	115.88

Source: CCEE

Figura 4: Resultados do leilão de energia realizado em 2005 para os projetos hidrelétricos



A faixa de flutuação dos preços da energia, para todas as tecnologias, nos leilões A-5 e A-3 realizados em 2005, ficou entre R\$ 120 e 135/MWh, conforme a figura abaixo (triângulos vermelhos):



Source: CCEE and Diferencial.

Figura 5: Preços de leilão e no mercado livre, 2005-2008 (R\$ / MWh em termos reais)

Considerando as condições de mercado, a faixa escolhida para realização da análise de sensibilidade começa em R\$ 117/MWh, aumentando para R\$ 135/MWh. O preço de R\$ 117/MWh foi o valor mais baixo pelo qual o investidor se dispôs a vender a energia e obter um retorno atraente.

Tabela 19: Sensibilidade da TIR ao preço de venda da eletricidade (sem a receita das RCEs)

Varição no preço de venda da eletricidade (R\$/MWh)	Varição no preço de venda da eletricidade (%)	TIR (%)
117,00	0	12,75
120,00	+3	12,99
123,00	+6	13,23
126,00	+9	13,47
129,00	+12	13,71
132,00	+15	13,94
135,00	+18	14,18



O *Benchmark* é atingido quando o preço de venda da eletricidade aumenta de R\$ 117/MWh para R\$ 139/MWh.

O preço de venda de eletricidade de R\$ 139,00/MWh não é um valor competitivo, o que pode ser justificado através das seguintes evidências documentais:

1. A primeira evidência é um guia para leilões de energia (Edital de Leilão nº 002/2006-ANEEL). Na página 11 deste documento, o preço inicial para projetos hidrelétricos é de R\$ 125,00/MWh e R\$ 140,00/MWh para projetos termoeletrônicos. O leilão de energia ocorre de forma inversa a outros leilões, o que significa que toda vez que um investidor lança um preço, este deve ser mais baixo que o anterior. Portanto, a probabilidade do preço atingir R\$ 139,00/MWh é nula neste caso.

2. A segunda evidência é o preço “spot” histórico (Preço de Liquidação das Diferenças – PLD) de 2002 até Outubro de 2006 (retirados do site do CCEE), período correspondente à época da análise para o Leilão. A planilha dos PLDs encontra-se anexa (Preços PLD) com os preços “spot” correspondentes à região de São Domingos II. O preço “spot” máximo para o período analisado era de R\$ 135,00/MWh – o máximo que ocorreu durante duas semanas em Janeiro de 2002. A probabilidade de atingir o valor de R\$ 139,00/MWh é muito baixa.

Taxa de câmbio

A previsão para a taxa de câmbio R\$/US\$ foi obtida de pesquisa do Banco Central, que fornece projeções de 5 anos das principais variáveis macroeconômicas brasileiras.

No caso da taxa de câmbio US\$/€, baseada nas informações disponíveis na época da análise, assumiu-se uma taxa de câmbio de US\$ 1,50/€.

Como a taxa de câmbio está relacionada com a venda dos créditos de carbono, a análise de sensibilidade considera a variação da TIR com a receita das RCEs. Isto é, a TIR não é sensível à variação da taxa de câmbio sem considerar a receita das RCEs.

Tabela 20: Sensibilidade da TIR à taxa de câmbio (com a receita das RCEs)

Variação da taxa de câmbio (€/ US\$)	Variação da taxa de câmbio (%)	TIR (%)
1,20	-20	15,15
1,28	-15	15,31
1,35	-10	15,47
1,43	-5	15,62
1,50	0	15,78



1,58	+5	15,94
1,65	+10	16,10
1,73	+15	16,26
1,80	+20	16,42

Gastos de capital

Segundo consultores locais, o custo de construção das pequenas instalações hidrelétricas varia de R\$ 4.000 a R\$ 5.000 por kW instalado, como mostrado na figura abaixo.

Technology	Dispatch	Investment Cost (R\$ / kW)		Energy Price (R\$ / MWh)	
Large hydro	59%	\$2,800	--	\$3,300	\$116 -- \$132
Small hydro	63%	\$4,000	--	\$5,000	\$122 -- \$135
HFO (high rotation)	12%	\$1,260	--	\$1,340	\$135 -- \$140
HFO (low rotation)	14%	\$2,160	--	\$2,340	\$155 -- \$159
CCGT (Bolivian gas)	84%	\$1,800	--	\$2,160	\$211 -- \$219
CCGT (LNG)	20%	\$1,260	--	\$1,620	\$176 -- \$186
Coal (local)	83%	\$3,600	--	\$4,140	\$145 -- \$159
Coal (imported)	60%	\$3,600	--	\$4,140	\$140 -- \$152
Bagasse	50%	\$3,000	--	\$3,000	\$108 -- \$137
Wind	36%	\$4,000	--	\$4,500	\$217 -- \$239

Source: PSR

Figura 6: Custo de construção por tecnologia (R\$ / kW em termos reais)

A análise de sensibilidade foi efetuada acrescentando-se 10% ao custo de construção e considerando-se uma redução de 20% do preço indicativo preliminar do gasto de capital (R\$ 5,120 milhões/MW). Considerando-se esta variação, a faixa de custo de construção, pela análise de sensibilidade, foi definida entre R\$ 4.096 e R\$ 5.631 por kW instalado.

Visando manter o conservadorismo, a análise de sensibilidade considerou um acréscimo de 10% no preço; normalmente, essa porcentagem corresponde a contingenciamentos na elaboração do orçamento.

Tabela 21: Sensibilidade da TIR ao gasto de capital (sem a receita das RCEs)

Capex por kW (R\$/kW)	Capex por kW – variação (%)	TIR (%)
4095,90	-20	14,43
4351,89	-15	13,92
4607,89	-10	13,49
4863,88	-5	13,11
5119,88	0	12,75



5375,87	+5	12,40
5631,86	+10	12,09

Neste caso, o *Benchmark* é atingido quando o gasto de capital é reduzido de R\$ 5.120 milhões / MW para R\$ 4.035 milhões / MW, ou seja, quando o gasto de capital é reduzido em 21%.

O gasto de capital utilizado na análise financeira é de R\$ 5.120 milhões /MW. Este valor é equivalente ao orçamento inicial apresentado com base nas cotações preliminares obtidas pelo fornecedor de equipamentos e contratado pelos trabalhos de construção civil e pode-se ver que nenhuma contingência é incluída no orçamento. Este último significa que o orçamento é muito otimista porque assume que não haverão custos adicionais. Baseado nas experiências anteriores com outros projetos, usualmente uma contingência de 20% deve ser adicionada ao orçamento. Além disso, o orçamento apresentado incluiu apenas a planta de geração e a linha de transmissão para conexão a rede. Depois de uma análise detalhada, decidiu-se que um gasto de capital inicial era necessário (e não estimado no orçamento preliminar apresentado) para construção de uma subestação e uma linha de transmissão mais longa que levaria a uma conexão mais confiável que a inicial. Estas são as razões de que um valor de R\$ 4035 milhões por MW não é um valor provável e competitivo para o parâmetro de construção.

Custos de Operações & Manutenção (O&M)

A análise de sensibilidade para O&M mostra que o impacto sobre a TIR é muito baixo, porque o montante de O&M para projetos hidrelétricos corresponde a uma pequena parcela das receitas totais. Os resultados da análise de sensibilidade mostram o seguinte:

Tabela 22: Sensibilidade da TIR aos custos de operação & manutenção (sem a receita das RCEs)

O&M (% da receita)	O&M - variação (%)	TIR (%)
3,5	-1,5	12,91
4,0	-1,0	12,86
4,5	-0,5	12,80
5,0	0,0	12,75
5,5	0,5	12,70
6,0	1,0	12,64
6,5	1,5	12,59



A análise de sensibilidade para O&M mostra que o impacto sobre a TIR é muito baixo, pois o total de O&M para projetos de hidrelétricas correspondem a uma pequena parcela do total das receitas.

Se o custo de O&M é eliminado, isto é, quando o custo de O&M é reduzido de 5% para 0% a TIR é 13,28%, e continua sendo inferior ao *benchmark*.

Geração de Eletricidade

O *benchmark* é atingido quando a geração de eletricidade é aumentada para 225,5 GWh por ano. Este não é um valor possível, uma vez que corresponde a uma capacidade de 26,66 MW de trabalho a 100% do fator de capacidade por 8,746 horas / ano. Como a capacidade da atividade de projeto proposta é de 24,3 MW, não existe meios da geração de eletricidade produzir uma TIR de projeto que alcance o *benchmark*.

Por outro lado, a variação da geração de eletricidade, não foi possível uma vez que o preço e a geração já foram estabelecidos no PPA. Do ponto de vista financeiro, as receitas são consideradas fixas e a única variação possível é com uma revisão da energia assegurada concedida.

Segundo a análise de sensibilidade, é improvável que o projeto seja financeiramente atraente, pois sua TIR continua a ser inferior ao *benchmark*. A média da taxa SELIC para o período de julho a outubro de 2006 (análise financeira do projeto) foi de 14,54%.

Os resultados do impacto sobre a TIR do projeto mostram que a conclusão referente à atratividade financeira é robusta à variação nas hipóteses críticas.

Passo 3. Análise de Barreiras

Este passo visa demonstrar que a atividade do projeto enfrenta barreiras que:

- (a) Impedem a implementação da atividade do projeto proposto; e
- (b) Não impedem a implementação de pelo menos uma das alternativas (a linha de base).

Sub-passo 3a. Identificar barreiras que impediriam a implementação da atividade do projeto proposto:

A principal barreira identificada à implementação do “projeto hidrelétrica São Domingos II” é a:

Barreira devido à prática comercial predominante



A prática comercial predominante no Brasil é uma barreira aos investimentos em projetos de energia renovável no país. Dados os vários programas e incentivos que foram considerados ao longo dos últimos anos, mas nunca implementados com sucesso, é possível observar a dificuldade e as barreiras à implementação de projetos de pequenas centrais hidrelétricas no país.

Por definição legal da Resolução nº 652 emitida em 09/12/2003 pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), uma usina, para ser considerada projeto de pequena central hidrelétrica, deve possuir capacidade instalada superior a 1 MW, mas inferior a 30 MW, além de uma área de reservatório inferior a 3 km², que é o caso do Projeto Hidrelétrica São Domingos II. De acordo com as resoluções da ANEEL, a usina é considerada uma pequena central hidrelétrica.

A prática predominante no Brasil têm sido construir hidrelétricas de grande escala e, mais recentemente, construir plantas termelétricas a gás natural. Esta prática comum tem se tornado uma barreira ao investimento em pequenos projetos de energia renovável, os quais enfrentam barreiras importantes.

A criação de diversos programas de incentivo consiste em uma forte evidência de que projetos de energia renovável não são viáveis no cenário brasileiro atual. Apesar dos vários programas de incentivos lançados durante os últimos anos, o fato de que eles nunca terem sido implementados com sucesso indica a dificuldade e as barreiras encontradas para se implementar projetos de pequenas centrais hidrelétricas no país.

Essa barreira pode ser exemplificada pelo Programa denominado Programa de Desenvolvimento e Comercialização de Energia Elétrica de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH-COM⁶), que foi estruturado no final do ano 2000. Em 2001, a Eletrobrás, em parceria com o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), lançou o programa PCH-COM com a meta principal de apoiar e encorajar a construção de pequenas centrais hidrelétricas. Este programa consistia em financiamentos de projeto pelo BNDES e comercialização da energia elétrica pela Eletrobrás. Caso o projeto fosse aprovado, dois contratos seriam assinados: o contrato de financiamento com o BNDES e o Contrato de Compra de Energia com a Eletrobras. O Programa fracassou devido às garantias pedidas e às cláusulas do contrato (ex: o projeto não era considerado numa base de financiamento e, portanto, o credor demandava garantias diretamente do dono do projeto e não do projeto por si), baixos preços fixos, etc; isto, muitas vezes, constituiu uma barreira a ser enfrentada pelos responsáveis pelo projeto.

⁶ PCH-COM - http://www.eletrobras.gov.br/EM_Programas_PCH-COM/conceituacao.asp



Depois disso, o governo criou em 2002 o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA⁷), com a expectativa de elevar a participação da geração de energia renovável com a adição de 3.299,40 MW em capacidade instalada, oferecendo contratos de longo prazo com condições especiais, custos de transmissão mais baixos e taxas de juros menores por meio dos bancos de desenvolvimento locais. O Programa atraiu a atenção de diversos potenciais investidores, porém outros não demonstraram interesse devido, entre outras razões, ao preço oferecido para a venda de eletricidade à rede.

Em 2005, o BNDES apresentou a versão final de sua linha de incentivo financeiro ao PROINFA⁸, a qual é diferente da primeira e superior àquela. O Governo estabeleceu que os eventuais benefícios do MDL obtidos pelos projetos inseridos PROINFA pertenceriam a Eletrobras⁹. A percepção final de muitos empreendedores foi considerar o programa como não atrativo o suficiente.

Atualmente, existe um tipo específico de leilões para a comercialização de energia renovável, chamado de Leilão de Energias Alternativas. A partir de comentários gerais referentes aos resultados desse tipo de leilão concluiu-se que a energia vendida caiu abaixo dos valores esperados. Mesmo depois de estabelecer uma categoria específica, o leilão não teve sucesso em promover a geração de energias renováveis. Este fato é devido principalmente ao baixo preço estabelecido pelo governo, que deveria ter sido maior com o intuito de atrair maiores investimentos.

Ao final, estes incentivos contituíram em perda de dinheiro e tempo ao tentar submeter projetos a estes programas e perceber que, depois de algum tempo, eles não serviriam para superar as barreiras.

Um dos aspectos fundamentais para a análise de prática comum está relacionado à participação marginal de pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) na matriz energética brasileira. Uma análise baseada em dados disponíveis em Setembro de 2006, mostram que¹⁰:

⁷ <http://www.eletrobras.com/elb/main.asp?ViewID={ABB61D26-1076-42AC-8C5F-64EB5476030E}¶ms=itemID={4CD80A9D-8141-489C-AE9A-9A81D0E177E0};&UIPartUID={D90F22DB-05D4-4644-A8F2-FAD4803C8898}>

⁸ http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Sala_de_Imprensa/Noticias/2005/20050323_not059_05.html

⁹ <http://www.aneel.gov.br/cedoc/dec20045025.pdf>

¹⁰ Source: <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=15> (Capacidade Geração Brasil, September 2006)



- a. Existem 214 projetos de pequenas centrais hidrelétricas aprovados no Brasil entre 1998 e 2005, para os quais não se iniciou a construção ainda;
- b. As pequenas centrais hidrelétricas em operação correspondem a menos de 1,46% do total de energia elétrica gerada no país.
- c. 74.65% and 21.54 % do total de energia gerada no Brasil, são geradas respectivamente por grandes hidrelétricas e plantas termelétricas.

Devido a todo o exposto acima, e não obstante os incentivos do governo, pode-se concluir que:

- 1) A prática comum no Brasil tem sido construir grandes hidrelétricas e, mais recentemente, termelétricas a gás natural.
- 2) A construção de termelétricas tem se mostrado mais atrativa do que a construção de pequenas centrais hidrelétricas.

O gráfico abaixo ilustra o total de energia elétrica gerada no Brasil:

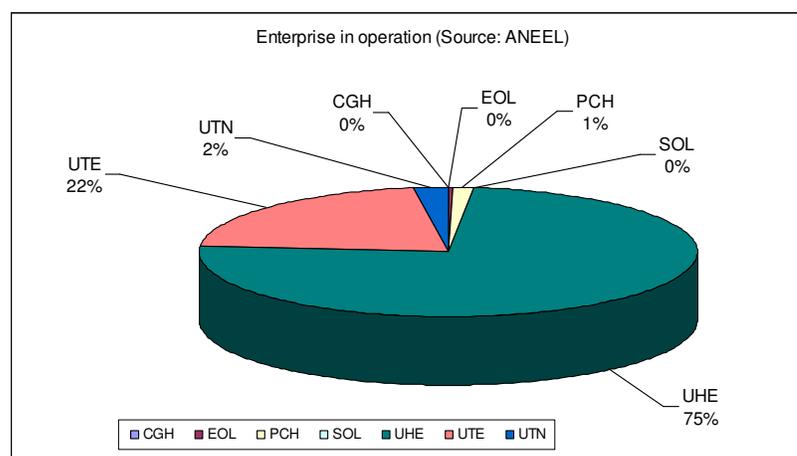


Figure 7: Total power generation in Brazil (source: ANEEL)

A tabela abaixo mostra as referências do gráfico acima:

Table 23: Legenda da Figura 7

Legenda	
CGH	Central Geradora Hidrelétrica
EOL	Central Geradora Eólielétrica
PCH	Pequenas Centrais Hidrelétricas



SOL	Central Geradora Solar Fotovoltáica
UHE	Usina Hidrelétrica de Energia
UTE	Usina Termelétrica de Energia
UTN	Usina Termonuclear

Tanto a prática predominante, como a existência de exigências regulatórias ou políticas teriam levado à implementação de outras tecnologias com maiores emissões de gases efeito estufa. As barreiras supracitadas claramente demonstram o alto risco enfrentado pelas pequenas centrais hidrelétricas no mercado de energia e desencorajam os possíveis investidores pelo fato que os incentivos não são suficientes para garantir lucro no projeto.

As constantes mudanças regulatórias representam parte dos principais obstáculos enfrentados ao se desenvolver projetos de PCH no Brasil. Algumas regulamentações específicas para as PCHs ainda necessitam ser refinadas, e isto ocorre à medida que os projetos estão sendo desenvolvidos. Assim sendo, é comum encontrar novos requisitos durante o estágio de desenvolvimento, o que aumenta os custos e atrasa os cronogramas.

No caso do Estado de Goiás, para obter a primeira licença ambiental, agora são exigidos estudos hidrológicos adicionais aos originalmente realizados. Por outro lado, foram definidos novos critérios para decidir a exclusividade de um projeto entre vários investidores competindo pelo direito de desenvolver o mesmo projeto. Por exemplo, o primeiro investidor a obter aprovação para os estudos do rio automaticamente ganha participação no projeto, mesmo não sendo o investidor que fora aprovado pela ANEEL para desenvolvê-lo. Antes, existiam outros critérios que eram decisivos, como a quantidade percentual de propriedade de terra correspondente à área total do projeto (válido ainda hoje), ou a participação de mercado do potencial investidor no setor subelétrico em que o projeto está localizado (e que deixou de ser um fator decisivo). As incertezas aumentam em face dessa variação regulatória; portanto, o risco cresce e o investidor exige maior retorno.

Outro processo complexo no regime das PCHs é o licenciamento. Ao desenvolver um projeto no Brasil, diversos órgãos estaduais têm de intervir para a obtenção das diversas aprovações necessárias durante o estágio de desenvolvimento. Em particular, duas grandes entidades são responsáveis pela maior parte da documentação: a ANEEL, e a Agência Estadual do Meio Ambiente. Cada órgão conduz seu processo de forma independente; porém, algumas autorizações de um órgão são pré-requisito para o outro órgão. O procedimento confunde os investidores, que não estão inteiramente familiarizados com o processo. O



cronograma é diferente para cada parte interveniente, o que leva a frequentes atrasos; assim, a emissão da licença normalmente demora mais do que o previsto.

O comissionamento do projeto também se mostra um processo complicado, devido aos vários agentes envolvidos e às autorizações que têm de ser emitidas. Além das atividades normais envolvidas neste estágio, como calibração das turbinas e geradores, e links de telecomunicações, muitas outras etapas intermediárias surgem, mediante diversas partes, como a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, a Companhia Elétrica de Goiás – CELG (neste caso, a empresa responsável pela interligação) e a ANEEL. O principal obstáculo neste estágio é a falta de controle sobre o processo como um todo, e a falta de coordenação entre as diferentes partes. Várias autorizações, concessões e papeladas diversas terão de ser emitidas até receber a aprovação final da ANEEL para operar e interligar o projeto ao sistema. Faltam coordenação e instruções para um investidor estrangeiro que esteja interessado em participar desse tipo de projeto.

No caso particular da São Domingos II, outras barreiras importantes, como a localização do projeto, afetaram o seu desenvolvimento. A região em que o projeto se localiza é uma área isolada e subdesenvolvida, o que dificulta o acesso e aumenta os custos com logística. Existe um déficit de infraestrutura, como estradas, fornecimento de eletricidade confiável, comunicações, transportes, subestações e linhas de transmissão. O empreendedor do projeto teve que desenvolver algumas dessas instalações antes de iniciar a implementação. Além disso, a pobreza da região implica na ausência de trabalhadores qualificados disponíveis na área, e as matérias-primas necessárias para a implementação do projeto têm que vir de outros locais. Ademais, foram encontrados sítios arqueológicos no local, o que forçou um adiamento na construção do projeto, e a necessidade de obter uma autorização para poder prosseguir.

Esta barreira demonstra claramente a elevada percepção de risco do mercado de energia proveniente das pequenas hidrelétricas, e restringe a tomada de decisão de potenciais investidores, visto que não há incentivos suficientes para assegurar a lucratividade do projeto.

Em resumo, o Projeto Hidrelétrica São Domingos II não pode ser considerado uma prática comum e, portanto, não é um cenário de prática de negócios usual (*business-as-usual*), além de enfrentar barreiras que impedem a sua implementação. Portanto, fica claro que, na ausência dos incentivos criados pelo MDL, este projeto não seria o cenário mais atraente.



Sub-passo 3b. Mostrar que as barreiras identificadas não impediriam a implementação de pelo menos uma das alternativas (exceto a atividade de projeto proposta):

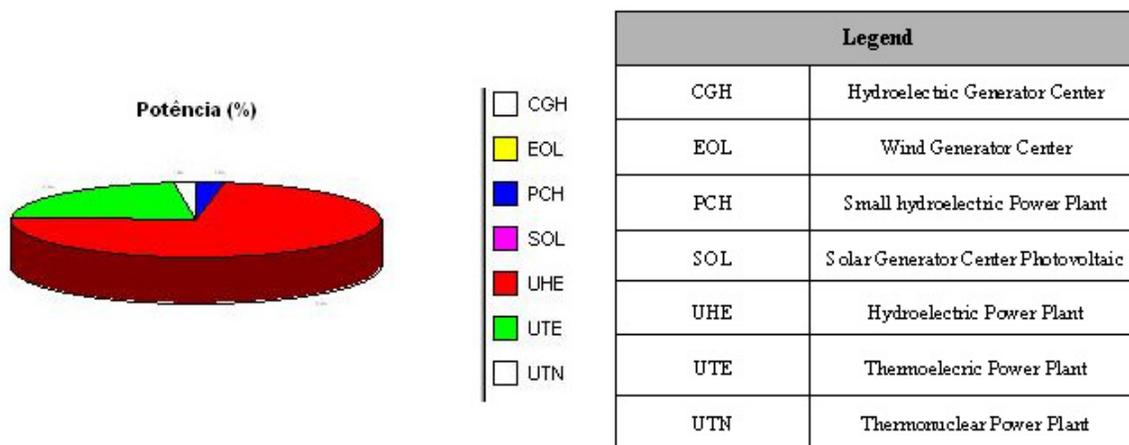
A continuação das práticas atuais, isto é, manter inalterada a rede elétrica (linha de base = *alternativa 2*: o fornecimento de eletricidade pelo Sistema Interligado Nacional), não é afetada por nenhuma das barreiras; a continuação da situação atual não implica em qualquer alteração nas operações normais da empresa e, dessa forma, não é afetada pelas barreiras acima mencionadas.

Passo 4. Análise das práticas comuns

Sub-passo 4a. Analisar outras atividades similares à atividade do projeto proposto; e

Sub-passo 4b. Discutir quaisquer opções similares que estejam ocorrendo:

A despeito do fato de que o sistema energético brasileiro possui um grande componente hidrelétrico, poucas centrais hidrelétricas possuem tamanho e capacidade similares aos da usina São Domingos II. Segundo a ANEEL¹³, existem hoje 655 centrais hidrelétricas em operação no Brasil. Entretanto, somente 21% destas são geradoras independentes de energia (140 centrais hidrelétricas), e dentre estas, somente 10 são pequenas centrais hidrelétricas similares ao projeto Hidrelétrica São Domingos II (menos de 28 MW e mais de 20 MW). Isto mostra que apenas 1,5% do número total de centrais hidrelétricas em operação no Brasil são similares ao projeto Hidrelétrica São Domingos II, demonstrando assim que o projeto não é uma prática comum.



¹³ Fonte: <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=15> (Capacidade Geração Brasil e Resumo Estadual)



Figura 8: Tipos de projetos em operação no Brasil.

Como mostrado no gráfico acima, independente dos esforços políticos e econômicos feitos pelo governo, a capacidade de geração de energia instalada por PCHs não sofreu aumentos significativos. Esta é a razão pela qual pequenas centrais hidrelétricas ainda não podem ser consideradas como prática comum no Brasil, dado que ainda representam apenas 1.46% do total da geração de energia elétrica no país.

Adicionalmente, se considerarmos a geração de energia no estado de Goiás, é possível constatar que existem 15 hidrelétricas (com capacidade instalada menor que 30 MW de acordo com definição da ANEEL) em operação no ano de 2010; entretanto, estas PCHs são diferentes do projeto proposto pelo aspecto que elas foram instaladas considerando incentivos adicionais como benefícios provenientes do MDL ou do PROINFA.

Considerando que São Domingos II é um projeto de pequena escala (capacidade instalada de 24 MW, abaixo de 30 MW de acordo com definição da ANEEL), que é classificado como PIE – Produtor Independente de Energia, que é de propriedade privada e que não se aplicou ao PROINFA, não há nenhuma PCH com características similares ao projeto proposto no estado de Goiás, conforme mostrado pela tabela abaixo:

Tabela 24: PCHs em operação no estado de Goiás - Brasil

Número	Nome da Usina	Capacidade Instalada (MW)	Categoria	Comentários
1	<u>Alto Araguaia</u>	0,800	SP	SP
2	<u>Irara</u>	30	PIE	PROINFA
3	<u>Lago Azul</u>	3,992	COM	Operando desde 1990, ou seja, antes da lei de 1995 que modificou todo o cenário de geração de energia no país.
4	<u>Rochedo</u>	4	SP	SP
5	<u>Cachoeira do Lavrinha (São Patrício)</u>	3,01	SP	SP
6	<u>Piranhas</u>	18	PIE	PROINFA
7	<u>Santa Edwiges III</u>	11,6	PIE	CDM



8	<u>Santa Edwiges II</u>	13	PIE	CDM
9	<u>Riachão (Ex-Santa Edwiges I)</u>	10,1	PIE	CDM
10	<u>São Domingos II</u>	24,3	PIE	A Atividade de Projeto Proposta.
11	<u>Mosquitão</u>	30	PIE	PROINFA
12	<u>Planalto</u>	17	PIE	CDM
13	<u>Retiro Velho</u>	18	PIE	PROINFA
14	<u>Mambai II</u>	12	PIE	PROINFA
15	<u>Jataí</u>	30	PIE	PROINFA

Legend
APE – Auto Produtor de Energia
PIE- Produtor Independente de Energia
SP – Serviço Público

Em conclusão, São Domingos II não pode ser considerado como prática comum dado que não existe nenhuma outra PCH com características e condições similares ao mesmo no estado de Goiás. A prática comum no Brasil consiste na instalação e operação de grandes usinas (grande capacidade instalada), tal como grandes usinas hidrelétricas e usinas termelétricas, e, portanto, São Domingos II não se encaixa no cenário de prática comum do país,

Em resumo, o Projeto Hidrelétrica São Domingos II não pode ser considerado como prática comum, e enfrenta diversas barreiras que previnem sua implementação. Portanto, fica claro que na ausência do incentivo criado pelo MDL, este projeto não seria o cenário mais atrativo.

Considerando todas as declarações acima, é possível concluir que a atividade do projeto não é prática comum.

Conclusões



Segundo definição da ANEEL¹⁴, Pequenas Centrais Hidrelétricas são usinas energéticas cuja capacidade instalada é superior a 1 MW e inferior a 30 MW, e cuja área de reservatório possua extensão inferior a 3 km². Este não é o cenário comercial usual em um país onde se prefere grandes projetos de hidreletricidade e termelétricas movidas a combustíveis fósseis. O MDL possibilitou a alguns investidores estabelecer pequenas centrais hidrelétricas e vender eletricidade para a rede elétrica, e este fato motivou a implementação do Projeto Hidrelétrica São Domingos II. Com o benefício financeiro das RCEs, supõe-se que outros desenvolvedores de projetos se beneficiariam dessa nova fonte de receita e decidiriam, assim, desenvolver tais projetos.

O registro da atividade do projeto proposto ajudará o Projeto Hidrelétrica São Domingos II a melhorar seu desempenho econômico e pode ter um forte impacto no sentido de abrir caminho para a implementação de projetos similares no Brasil.

Considerando toda a avaliação acima, está claro que a atividade do projeto proposto satisfaz todas as exigências de adicionalidade; portanto, a atividade do projeto proposto é adicional.

B.6. Reduções de emissões:

B.6.1. Explicação das escolhas metodológicas:

Reduções de emissões

A atividade do projeto reduz principalmente as emissões de dióxido de carbono através da substituição da eletricidade gerada à rede elétrica através de centrais energéticas a combustível fóssil por eletricidade renovável. A redução de emissões ER_y , pela atividade do projeto durante um determinado ano y é a diferença entre as reduções de emissões da linha de base (BE_y), as emissões do projeto (PE_y) e as emissões fugitivas (LE_y), como segue:

$$ER_y = BE_y - PE_y - LE_y$$

Emissões da linha de base

¹⁴ Resolução n° 394, 04/12/1998.



As emissões da linha de base (BE_y , em tCO₂e) são obtidas pelo produto do fator de emissões da linha de base (EF_y em tCO₂e/MWh) pela eletricidade fornecida à rede elétrica (grid) pela atividade do projeto (EG_y , em MWh) como segue:

$$BE_y = EG_y \times EF_{grid,CM,y}$$

Fator de Emissão

O fator de emissão da linha de base ($EF_{grid,CM,y}$) é calculado pelo Ministério da Ciência e Tecnologia brasileiro¹⁵ usando a última versão da “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”.

O fator de emissão da rede elétrica é calculado como a média ponderada entre o fator de emissão na margem de operação e o fator de emissão na margem de construção, e é expresso em tCO₂e/MWh.

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

Onde

$EF_{grid,OM,y}$	=	Fator de emissão do CO ₂ na margem de operação no ano y (tCO ₂ e/MWh)
$EF_{grid,BM,y}$	=	Fator de emissão do CO ₂ na margem de construção no ano y (tCO ₂ e/MWh)
w_{OM}	=	Peso para o fator de emissão na margem de operação (%)
w_{BM}	=	Peso para o fator de emissão na margem de construção (%)

Neste caso, para a ponderação destes dois fatores, será considerado o valor padrão de 50% tanto para o fator de emissão na margem de operação como para o da margem de construção (isto é, $w_{OM} = w_{BM} = 0,5$).

Emissões do projeto

Segundo a metodologia, novos projetos hidrelétricos dotados de reservatórios não necessitam considerar nenhuma emissão do projeto se a densidade energética for superior a 10 W/m². A densidade energética do projeto é de 16 W/m² (a capacidade instalada de geração de energia instalada é de 24,3 MW, e a área da superfície do reservatório totalmente preenchido é de 1.506.650 m²). Portanto, nenhuma emissão do projeto está considerada na atividade do projeto proposto.

¹⁵ <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/74689.html>



Fugas

De acordo com a metodologia, as principais emissões têm potencial para gerar fugas, pelo contexto de que os projetos no setor elétrico produzem aumento de emissões devido a atividades como construção da usina, manejo de combustíveis e inundação de terras. Os participantes do projeto não têm de considerar tais fontes de emissões como fugas na aplicação desta metodologia. As atividades de projetos que utilizam essa metodologia de linha de base não devem reclamar crédito algum por terem reduzido essas emissões para níveis inferiores ao nível do cenário da linha de base.

B.6.2. Dados e parâmetros disponíveis na validação:

Dado / Parâmetro:	$EF_{grid,CM,y}$
Unidade do dado:	tCO ₂ e/MWh
Descrição:	Fator de emissão de CO ₂ e para a eletricidade substituída na rede elétrica devido à atividade do projeto
Fonte do dado usada:	Valor calculado pelo Ministério da Ciência e Tecnologia brasileiro, com dados oficiais.
Valor aplicado:	0,1842 tCO ₂ e/MWh
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	O cálculo do Fator de Emissão da Linha de Base consiste na combinação da margem de operação (OM) e da margem de construção (BM); o cálculo foi realizado a partir dos dados oficiais, de acordo com os procedimentos prescritos na ferramenta de cálculo aprovada do fator de emissão para um sistema de eletricidade. $EF_{grid,OM,y} = 0,2909$ tCO ₂ e/MWh ; e $EF_{grid,BM,y} = 0,0775$ tCO ₂ e/MWh.
Comentário:	Estes dados serão atualizados durante o monitoramento, para estimar as emissões da linha de base e as reduções de emissões durante o período de obtenção de créditos.

B.6.3 Cálculo ex-ante das reduções de emissões:

Conforme descrito acima, as reduções de emissões são iguais às emissões da linha de base porque não se esperam nem emissões do projeto, nem emissões fugitivas.

Emissões da linha de base



As emissões da linha de base (BE_y , em tCO₂e) são obtidas pelo produto do fator de emissão da linha de base ($EF_{grid,CM,y}$ em tCO₂e/MWh) pela eletricidade fornecida pela atividade do projeto para a rede elétrica (EG_y , em MWh), como segue:

$$BE_y = EG_y \times EF_{grid,CM,y}$$

Fator de emissão

Em concordância com a ferramenta de cálculo do fator de emissão para um sistema de eletricidade, o fator de emissão da margem combinada ($EF_{grid,CM,y}$) consiste na combinação entre o fator de emissão na margem de operação ($EF_{grid,OM,y}$) e o fator de emissão na margem de construção ($EF_{grid,BM,y}$).

Fator de emissão da linha de base ($EF_{grid,CM,y}$)

Este fator é calculado como a média ponderada entre o fator de emissão na margem de operação ($EF_{grid,OM,y}$) e o fator de emissão na margem de construção ($EF_{grid,BM,y}$). Os pesos w_{OM} e w_{BM} foram escolhidos como 50% (isto é, $w_{OM} = w_{BM} = 0,5$), acompanhando os valores padrão fornecidos na metodologia.

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

$$EF_{grid,CM} = 0.5 \times 0.2909 + 0.5 \times 0.0775 = 0.1842 \text{ tCO}_2\text{e/MWh}$$

Geração de Eletricidade

A atividade do projeto proposto envolve a instalação de uma pequena central hidrelétrica com capacidade de 24,3 MW. A usina São Domingos II já está em construção, e o início de suas operações comerciais está previsto para Maio de 2009. A estimativa de eletricidade a ser fornecida pela atividade do projeto à rede elétrica (EG_y em MWh/ano) é calculada como segue:

$$EG_y = \text{Capacidade Energética} \times \text{horas por ano} \times \text{Fator de Carga}$$

A tabela a seguir sintetiza os valores utilizados no cálculo do resultado obtido acima.



Tabela 21: Valores de entrada para o cálculo da geração de eletricidade

Parâmetro	Valor	Unidade
Capacidade energética	24,3	MW
Horas por ano	8.760	h/ano
Fator de carga	92,75	%

Portanto, a eletricidade fornecida pela atividade do projeto à rede elétrica para o período de obtenção de créditos escolhido pode ser estimada, e é mostrada na tabela seguinte.

Tabela 22: Geração de eletricidade *ex-ante* durante o período de obtenção de créditos de 10 anos

Ano	Geração (horas por ano)	EG _v (MWh/ano)
2010	8.760	197.435
2011	8.760	197.435
2012	8.760	197.435
2013	8.760	197.435
2014	8.760	197.435
2015	8.760	197.435
2016	8.760	197.435
2017	8.760	197.435
2018	8.760	197.435
2019	8.760	197.435
Total	87.600	1.974.351

A geração de eletricidade foi estimada na planilha [Emission Reductions São Domingos.xls](#).

Emissões da linha de base

Conforme mencionado acima, as emissões da linha de base incluem as emissões de CO₂e por combustíveis que teriam sido usados pela operação de centrais energéticas ligadas à rede elétrica e pelo acréscimo de novas fontes geradoras, a fim de gerar a quantidade de eletricidade gerada através da atividade do projeto proposto.



$$BE_y = EG_y \times EF_{grid,CM,y}$$

Onde

EG_y Eletricidade fornecida pela atividade do projeto à rede elétrica (MWh/ano)

$EF_{grid,CM,y}$ fator de emissão de CO₂e da margem combinada para a geração de energia ligada à rede elétrica no ano y, calculado usando a versão mais recente da “ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema de eletricidade” (tCO₂e/MWh)

BE_y Emissões da linha de base em toneladas de CO₂e equivalente por ano

O fator de emissão de CO₂ da margem combinada para a geração de energia ligada à rede elétrica substituída pela atividade do projeto é equivalente a 0,1842 toneladas de CO₂e/MWh.

Portanto, as emissões de GEE na linha de base para o período de obtenção de créditos escolhido podem ser estimadas, e são apresentadas na tabela a seguir.

Tabela 23: Emissões da Linha de Base *ex-ante* durante o período de obtenção de créditos de 10 anos

Ano	EGy (MWh/ano)	Emissões da linha de base (tCO ₂ /ano)
2010	197.435	36.368
2011	197.435	36.368
2012	197.435	36.368
2013	197.435	36.368
2014	197.435	36.368
2015	197.435	36.368
2016	197.435	36.368
2017	197.435	36.368
2018	197.435	36.368
2019	197.435	36.368
Total	1.974.351	363.675

As emissões da linha de base foram estimadas na planilha *Emission Reductions São Domingos.xls*.



B.6.4 Síntese da estimativa ex-ante de reduções de emissões:

A atividade do projeto tem potencial para reduzir **363.675** toneladas de emissões de CO₂ equivalente durante o período de obtenção de créditos de 10 anos.

As reduções de emissões ER_y alcançadas pela atividade do projeto são dadas por:

$$ER_y = BE_y - PE_y - LE_y$$

A tabela a seguir sintetiza os valores obtidos acima.

Tabela 24: Reduções de Emissões ex-ante durante o período de obtenção de créditos de 10 anos (tCO₂e)

Ano	Estimativa de Emissões da Atividade do Projeto (tCO ₂ e)	Estimativa de Emissões da Linha de Base (tCO ₂ e)	Estimativa de Fugas (tCO ₂ e)	Estimativa total de reduções de emissões (tCO ₂ e)
2010	0	36.368	0	36.368
2011	0	36.368	0	36.368
2012	0	36.368	0	36.368
2013	0	36.368	0	36.368
2014	0	36.368	0	36.368
2015	0	36.368	0	36.368
2016	0	36.368	0	36.368
2017	0	36.368	0	36.368
2018	0	36.368	0	36.368
2019	0	36.368	0	36.368
Total	0	363.675	0	363.675



B.7 Aplicação da metodologia de monitoramento e descrição do plano de monitoramento:

B.7.1 Dados e parâmetros monitorados:

Dado / Parâmetro:	EG_v
Unidade do dado:	MWh/ano
Descrição:	Eletricidade fornecida à rede elétrica pela atividade do projeto
Fonte do dado a ser usada:	ContourGlobal
Valor do dado aplicado para fins de cálculo das reduções de emissões esperadas na seção B.5	197.435
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	As medições a cada hora e o registro mensal da eletricidade entregue à rede serão monitorados através de um medidor de eletricidade instalado na unidade geradora e na unidade receptora da geração.
Procedimentos de GQ/CQ a serem aplicados:	O nível de incerteza do dado é baixo, e os equipamentos serão calibrados regularmente. Dupla checagem por nota fiscal de venda ou por meio de relatório da CCEE ¹⁶ .
Comentário:	Este dado será utilizado para calcular as reduções de emissões obtidas através da atividade do projeto. Os dados serão eletronicamente arquivados por até dois anos após o término do período de obtenção de créditos.

Dado / Parâmetro:	Cap_{PJ}
Unidade do dado:	MW
Descrição:	Capacidade instalada da usina hidrelétrica após a implementação da atividade do projeto
Fonte do dado a ser usada:	ContourGlobal
Valor do dado aplicado para fins de cálculo das reduções de emissões esperadas na seção B.5	24,3
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	A capacidade instalada será determinada com base em normas reconhecidas.
Procedimentos de GQ/CQ a serem aplicados:	-
Comentário:	Este dado será monitorado anualmente.

Dado / Parâmetro:	A_{PJ}
Unidade do dado:	km ²

¹⁶ CCEE: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica.



Descrição:	Área do reservatório medida na superfície da água, após a implementação da atividade do projeto, quando o reservatório estiver cheio
Fonte do dado a ser usada:	ContourGlobal
Valor do dado aplicado para fins de cálculo das reduções de emissões esperadas na seção B.5	1,5
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	Medição a partir de levantamentos topográficos, mapas, imagens de satélite, etc.
Procedimentos de GQ/CQ a serem aplicados:	-
Comentário:	Este dado será monitorado anualmente.

B.7.2 Descrição do plano de monitoramento:

De acordo com a versão 08 da metodologia aprovada ACM0002, o plano de monitoramento consistirá no monitoramento da geração de eletricidade pela atividade do projeto proposto, da área de superfície do reservatório quando completamente preenchido, e da capacidade instalada da usina após a implementação do projeto.

A energia gerada na usina São Domingos II será aferida e monitorada por um sistema de medição e faturamento definido de acordo com um procedimento padrão utilizado em todos os sistemas de geração de energia. Este procedimento é realizado pelo proprietário conforme os procedimentos técnicos estabelecidos no sub-módulo 12 do manual do ONS¹⁷, submetido à aprovação da CELG¹⁸ e depois ao ONS. Após a instalação do equipamento, a CELG efetua o seu comissionamento e informa à ANEEL¹⁹ que o projeto está em operação e atende aos procedimentos previstos. Os medidores serão previamente calibrados no laboratório de medição da CELG.

O sistema de monitoramento e medição, denominado Sistema de Medição para Faturamento (SMF), consiste em um painel medidor e um link de satélite para comunicar e enviar os dados para a CCEE²⁰. Tanto o SMF como o link são comissionados pela CELG e atendem às exigências técnicas do ONS e da

¹⁷ ONS: Operador Nacional do Sistema Elétrico.

¹⁸ CELG: Centrais Elétricas de Goiás - Concessionária de Energia Local.

¹⁹ ANEEL: Agencia Nacional de Energia Elétrica.

²⁰ CCEE: Câmara de Comercialização de Energia.



ANEEL. O painel medidor é composto de um medidor principal e um medidor reserva, conectados simultaneamente ao painel. Em caso de problema no medidor principal, o medidor reserva automaticamente continua a medição da energia, sem qualquer descontinuidade. Um medidor reserva, desconectado do painel, está disponível para substituir imediatamente o equipamento danificado, evitando qualquer atraso decorrente de aquisição de equipamentos. Após a instalação e o comissionamento, ambos os medidores (principal e reserva) serão lacrados pela CELG, assim como os painéis dos equipamentos de medição no terreno da subestação (transformadores de corrente e de potencial), assegurando a inviolabilidade do sistema. Antes de sua operação efetiva, o SMF será calibrado nos laboratórios de calibração da CELG e da Embratel²¹, de acordo com os procedimentos e em concordância com os padrões para equipamentos domésticos e importados. Os resultados da calibração serão submetidos à CCEE, ao ONS e à ANEEL para aprovação. A CELG calibrará os medidores, e as certificações serão guardadas pelo proprietário e disponibilizadas ao verificador sempre que por este solicitado. O equipamento será calibrado anualmente, e as certificações de calibração anexadas aos relatórios de acompanhamento. Se, durante o ano, ocorrerem discrepâncias significativas nas leituras, ambos os medidores serão novamente calibrados.

Toda a energia gerada pela PCH São Domingos II será monitorada online pela CCEE (em São Paulo), que é responsável pelas leituras mensais e por guardar os registros da energia gerada. Caso haja algum problema ao nível do medidor local, a leitura correspondente à quantidade de energia gerada durante o problema não será perdida, graças à leitura online realizada pela CCEE.

A energia registrada pelo medidor principal fornece evidências suficientes para os propósitos de faturamento, desde que a margem de erro esteja dentro dos limites autorizados. A Santa Cruz Power Corporation assinará um contrato com a CELG, pelo qual esta irá monitorar, operar e manter o SMF. Todos os medidores serão calibrados anualmente para assegurar sua precisão, a qual não poderá ser menor que (+/- 0,2%). Caso sejam encontrados erros maiores que os permitidos pela regulamentação, os medidores serão retirados do painel e submetidos aos reparos e calibrações necessários. Se, em algum dos meses anteriores, a leitura do medidor principal não estiver correta (erro maior que o esperado), ou se o medidor não funcionar corretamente, o total de energia gerada será determinado primeiramente pela leitura do medidor reserva, a menos que alguma das partes prove que esta leitura não está correta. Caso a leitura do medidor reserva não esteja correta, as partes estimarão juntas a leitura correta. Caso as partes

²¹ Embratel: Empresa Brasileira de Telecomunicações



não concordem com uma estimativa referente à energia gerada, a disputa será solucionada por um árbitro de acordo com os seguintes procedimentos padrão estabelecidos na regulamentação.

O empreendedor do projeto nomeará uma pessoa qualificada para compilar os dados necessários, de acordo com a metodologia aprovada, para calcular com exatidão as reduções de emissões. Os dados serão compilados de modo acessível ao exame por terceiros, e entregues à EOD para fins de validação e certificação.

O monitoramento da geração de eletricidade será realizado pela Contour Global através da sua equipe de manutenção e operação, cujo centro de operações estará localizado em São Paulo. A transmissão dos dados da unidade de geração para o centro de operações será feita através dos sistemas de comunicação disponíveis (satélite, rádio, etc).

A equipe do centro de operações consiste em um gerente e quatro operadores trabalhando em regime de 24 horas.

Os dados colhidos serão arquivados em meio eletrônico em um sistema operacional a ser instalado, e permanecerão arquivados por até dois anos após o término do período de obtenção de créditos, conforme os procedimentos da ELETROBRÁS e da ANEEL.

A equipe de engenharia de operações será responsável pelo equipamento da instalação e pelo suporte técnico aos sistemas. Essa equipe submeterá relatórios, incluindo as horas de operação e os principais indicadores e desempenho das unidades.

O organograma da equipe de operação e manutenção é o seguinte:

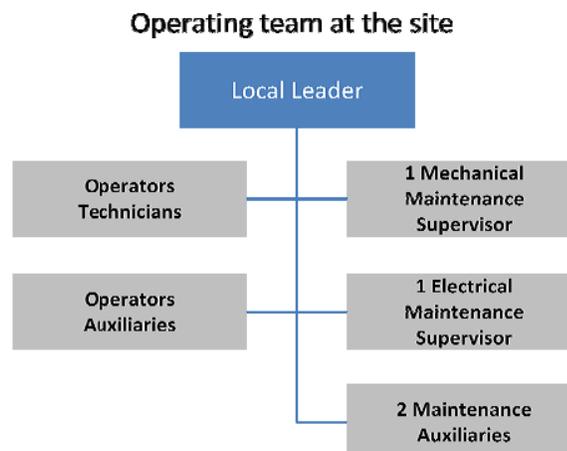




Figura 9: Organograma

B.8 Data da conclusão da aplicação do estudo da linha de base e da metodologia de monitoramento e nome da(s) pessoa(s)/entidade(s) responsável(eis)

Data de conclusão: 14/2/2008

Rocío Rodriguez e Fabián Gaioli, MGM Worldwide LLC.

Junín 1655, 1° B

C1113AAQ, Buenos Aires, Argentina

Tel./Fax: (54 11) 5219-1230/32

E-mail: rrodriguez@mgminter.com

Rocío Rodriguez e Fabián Gaioli não são empreendedores do projeto.



SEÇÃO C. Duração da atividade do projeto / período de obtenção de créditos

C.1 Duração da atividade do projeto:

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

30/03/2007. A data de início da atividade do projeto corresponde à data da assinatura do contrato de obras civis.

C.1.2. Vida útil operacional esperada da atividade do projeto:

40 anos

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

C.2.1. Período de obtenção de créditos renovável

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

N/A

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

N/A

C.2.2. Período de obtenção de créditos fixo:

C.2.2.1. Data de início:

O período de obtenção de créditos se iniciará em 01/01/2010, ou na data de registro da atividade do projeto MDL, prevista para 01/01/2010, o que vier mais tarde.

C.2.2.2. Duração:

10 anos



SEÇÃO D. Impactos ambientais

D.1. Documentação sobre a análise dos impactos ambientais, inclusive dos impactos transfronteiriços:

Com relação às licenças ambientais, exige-se do proponente de qualquer projeto envolvendo a construção, instalação, expansão e operação de qualquer atividade potencialmente poluente ou capaz de ocasionar degradação ambiental, que obtenha uma série de licenças da respectiva agência de estado do meio ambiente. Além disso, qualquer atividade semelhante exige a preparação de um relatório de avaliação ambiental, antes de obter as licenças de construção e de operação.

O desenvolvedor do projeto possui as seguintes autorizações:

- Autorização de estabelecimento como produtor independente de energia elétrica, emitida pela ANEEL (Resolução nº 510, emitida em 26/11/2001).
- Licença de Instalação nº 400/2005, emitida pela AGMA (*Agência Goiana do Meio Ambiente*).
- Licença de Resgate da Fauna nº 003/2007, emitida pela AGMA (*Agência Goiana do Meio Ambiente*).
- Licença de Exploração Vegetal nº 0985/2006, emitida pela AGMA (*Agência Goiana do Meio Ambiente*).

A seguir, será apresentada uma síntese do Estudo de Impacto Ambiental (EIA) intitulado “Estudo de Impacto Ambiental Pequena Central Hidrelétrica São Domingos II”.

Meio Humano

Do ponto de vista humano em nível local, o projeto é viável. Dada a localização do projeto e o pequeno número de pessoas diretamente afetadas, os impactos positivos suplantam os negativos e a implantação do empreendimento reflete o anseio da comunidade pela geração de empregos e renda, estimulação da economia e impulso para tornar São Domingos um destino turístico. A essa altura, a não realização da obra teria um impacto negativo para a população, frustrando as expectativas geradas em torno da Central Hidrelétrica São Domingos II.

Os impactos negativos diretos se restringem a seis proprietários cujas terras serão inundadas, o que para o empreendedor do projeto se constitui num problema de fácil resolução, uma vez que serão assegurados



os direitos daqueles que, não havendo optado por tal, se verão privados de seus estabelecimentos agrícolas, e deverão ser indenizados contra prejuízos.

É importante que a compensação ambiental do projeto seja aplicada no município anfitrião, e que a população participe do desenvolvimento dos projetos, principalmente aqueles projetos capazes de multiplicar o investimento e gerar empregos e renda.

Meio Físico

As áreas do reservatório, da barragem e de outras construções não possuem os tipos de rochas dos quais são feitas as cavernas Angélica e Terra Ronca, patrimônios naturais localizadas no Parque Estadual Terra Ronca, calcários do Grupo Bambuí. Na área do reservatório, verifica-se a ocorrência de alcali-granitos de tipo plutônico. Rochas vulcano-sedimentares ocorrem a sudoeste, próximo à ombreira esquerda da Pequena Central Hidrelétrica São Domingos II.

Os aquíferos que ocorrem na área do reservatório pertencem aos sistemas Psamítico, Vulcano-Plutônico e Pelítico. São fraturados, com baixa permeabilidade e baixa capacidade de armazenamento. A criação do reservatório causará uma elevação do nível freático nestes aquíferos, devido à recarga pelo reservatório. Contudo, trata-se de um efeito que não provocará qualquer impacto ambiental negativo significativo; ao contrário, o impacto será benéfico, por proporcionar um aumento das reservas renováveis e permanentes dos aquíferos.

Quanto ao sistema de Aquíferos Cársticos que ocorre nas imediações do local proposto para o futuro reservatório da Pequena Central Hidrelétrica São Domingos II, não se prevê qualquer alteração no seu regime hídrico, uma vez que não se verifica a ocorrência de rochas calcárias na área do reservatório. Além disso, as pequenas ilhas de calcários mapeadas nas imediações da Pequena Central Hidrelétrica São Domingos II encontram-se suspensas no topo dos morros e acima do nível freático regional, conseqüentemente encontrando-se totalmente drenadas.

O equilíbrio hídrico regional depende da proteção dos aquíferos porosos que ocorrem no Sistema Aquífero Urucuia, na Serra Geral de Goiás. Esta importância se deve às suas características hidrológicas, grande permeabilidade e capacidade de armazenamento, e pela situação geomorfológica em que se encontra, isto é, ocorre em uma extensa área de recarga regional representada pelos chapadões planos do topo da Serra Geral de Goiás, sendo desta forma contínua e diretamente realimentados pelas águas pluviais. A alta capacidade deste aquífero de absorver, armazenar e transmitir a água é responsável pela



notável regularização das vazões de drenagem com nascentes ao longo da Serra Geral, como é o caso do Rio São Domingos. O desmatamento e o uso sem controle das chapadas que formam a Serra Geral de Goiás constituem uma ameaça ao equilíbrio hídrico regional e ao próprio projeto.

A jusante do local proposto para a construção da barragem, aquíferos cársticos constituem um sistema hídrico de importância regional. O estudo concluiu o projeto terá baixo impacto sobre o regime hidrológico à jusante da barragem. O único impacto esperado no sistema aquífero cárstico será pequeno e temporário, durante o enchimento do reservatório da PCH São Domingos II.

Do ponto de vista geomorfológico, e tendo em vista a pequena dimensão do lago a ser formado, não existe nenhum impedimento à construção da Pequena Central Hidrelétrica São Domingos II. As vertentes ao longo do futuro lago, ainda que apresentem declividades moderadas em alguns pontos, possuem elevada estabilidade natural, não havendo, risco elevado de erosão em nenhum ponto das margens.

Cabe salientar que na área do reservatório não há ocorrência de areias quartzosas eluvio-coluvionares provenientes do intemperismo dos arenitos cretácicos. Esses solos têm alto risco de erosão, como é possível verificar ao longo da estrada de acesso BR-020 à cidade de São Domingos.

Por outro lado, a região proposta para a formação do futuro lago da PCH São Domingos II é de grande beleza cênica. A criação do novo lago dará à região uma nova atração cênica com amplas possibilidades de utilização para lazer.

A presença do reservatório São Domingos, a montante do local proposto para a PCH São Domingos II, reduzirá sobremaneira o risco de assoreamento do novo reservatório. O reservatório atual funciona como um “tanque de decantação”, retendo a carga de sedimentos trazida pela drenagem. Os estudos de assoreamento indicaram que a soleira da tomada d’água será atingida dentro de aproximadamente 100 anos, e, portanto, não representa um risco para o projeto. Esta condição não exclui a necessidade de reflorestar a área da borda do reservatório, de forma a impedir que a ocorrência de processos erosivos na sub-bacia do reservatório venha a acelerar o seu assoreamento.

Meio biótico

A dimensão do uso de recursos naturais pelas populações humanas depende da extensão da distribuição desses recursos no território e da infraestrutura montada para esse fim. Na área sob influência direta do projeto de acordo com a análise de viabilidade, uma das atividades antrópicas mais importantes é a pecuária semi-extensiva, que, junto com a retirada de madeira, o garimpo e outras formas



economicamente primitivas de mineração (extração de argila, areia e pedras, por exemplo), podem ser classificadas atividades econômicas coloniais. Essas atividades são antigas e foram as primeiras grandes forças transformadoras da região.

A abertura da vegetação florestal, provavelmente na maior parte da região, resultou em pastos sob as poucas árvores do Cerradão ou da Floresta Estacional, que permaneceram como testemunha (até onde é possível separar essas duas fitofisionomias). Em certos locais, a mata primitiva tornou a ocupar os terrenos usados para a criação de gado, e em outros, a floresta deu lugar a bosques com predominância de árvores exatamente do mesmo tamanho, o que indica manejo por corte seletivo.

A outra atividade humana importante é mais recente: a agricultura mecanizada, que está transformando definitivamente a paisagem, corrigindo solos e alterando o fluxo das drenagens naturais, ocupando parte significativa da região. O crescimento das cidades e povoados está confinado principalmente ao fluxo de capitais promovido por essas atividades. Recentemente, esforços foram promovidos para intensificar o turismo, incluindo visita às cachoeiras. A caça é outra atividade promotora de interações entre os moradores locais e visitantes, mas não agregam recursos financeiros à economia local da mesma maneira que as outras atividades citadas.

Atualmente, a agricultura mecanizada, a retirada de madeira para diversos fins e a criação de gado são atividades que abrangem o maior volume de terreno e de recursos naturais. Essas atividades serão intensificadas com a oferta de energia, e integrarão o modelo de custo-benefício que poderá ser definido para a análise de viabilidade do empreendimento. É importante deixar claro que essa análise só será realizada para interpretar as perdas e ganhos para os habitats, incluindo as populações de animais e plantas.

Especial interesse deverá ser dispensado na manutenção das florestas da região de São Domingos. A maioria das espécies florestais do Brasil Central parecem adaptar-se a dois padrões de distribuição:

1. Espécies florestais com diferentes níveis caducifólios (mata estacional), que dependem essencialmente da ocorrência de manchas de solos férteis dentro do domínio do Cerrado e tendem a distribuir-se principalmente dentro de um arco nordeste-sudoeste, que conecta a caatinga às fronteiras do Chaco;
2. A maioria das espécies das Matas de Galeria e Ciliares (matas de galeria de maior porte ao longo dos grandes rios) depende da alta umidade no solo, e muitas dessas espécies distribuem-se nas



Matas Pluviais Amazônica e Atlântica, cruzando a região de cerrado no arco noroeste-sudeste, através da rede dendrítica de florestas de galeria (matas de galeria e matas ciliares).

Essas florestas do oeste e do norte mostram uma ligação mais forte com as florestas pluviais da Amazônia. Já as do centro e do sul apresentam maior afinidade com as florestas semidecíduas da região Sudeste do Brasil. Por exemplo, a *Antonia ovata*, encontrada nas matas da região estudada, é comum nas matas de galeria do Cerrado e da Amazônia. A *Emmotum nitens* distribui-se pelo Brasil Central, mas alcança as fronteiras da Mata Atlântica e da Amazônia. Junto com a *Vochysia hankeana*, esta espécie é considerada um indicador da área de transição entre a Mata Amazônica e o cerrado distrófico em solos arenosos (espécies distribuídas no arco nordeste-sudeste). Já a *Tabebuia caraiba* e a *Machaerium acutifolium* são exemplos de espécies registradas na região do Alto Araguaia, distribuídas no arco nordeste-sudeste, espalhadas desde a Caatinga até os limites do Chaco. Há indícios de que uma antiga formação florestal contínua existia no Brasil Central, e que hoje, fragmentada, forma corredores interligando estes biomas.

Com relação à fauna, não há qualquer indício de que as populações animais tenham atingido a capacidade suportada pela região. O corte seletivo, o plantio e a caça confinaram algumas populações em manchas de vegetação nativa de baixa densidade, e algumas espécies exploram amplamente todos os habitats até as áreas de plantio e as áreas de cerrado usadas para a criação de gado. Com o enchimento do reservatório, as populações das Matas de Galeria e dos habitats adjacentes serão empurradas para as margens e acabarão concentradas nas Florestas Estacionais.

A região onde o projeto será localizado ainda apresenta herpetofauna, avifauna e mastofauna ricas e diversificadas, características das áreas de Cerrado sob impacto de atividades agrícolas tradicionais. No entanto, as grandes monoculturas instaladas nas chapadas mudarão este cenário regional, que será fortemente conduzido pelo aumento da oferta de energia elétrica, a partir da instalação e operação da usina.

Um fato que chamou a atenção, durante o período de levantamento, foi o grande número de espécies de mamíferos registrados em um curto período de procura. Segundo os moradores da região, existe caça intensa. Até onde é possível confiar no depoimento dos moradores, há fortes indícios de que a fauna de mamíferos da região ainda se encontra preservada, com grande ocorrência de espécies em densidades ainda altas, mesmo aquelas constantes na lista oficial de espécies ameaçadas de extinção do Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA), como o lobo-guará e o



tamanduá-bandeira. Estima-se que essa situação seja o resultado de um mosaico de habitats fragmentados, que vão desde áreas florestais (matas de galeria e matas semidecíduas) até áreas abertas (cerrado propriamente dito, cerrado rupestre, campo úmido).

O levantamento mostra que algumas espécies de aves associadas à Mata de Galeria também foram registradas nos fragmentos de Floresta Estacional Decídua existentes na região. Essas matas não serão diretamente impactadas pelo enchimento do reservatório, mas são o principal ambiente para onde se deslocarão os indivíduos das áreas afetadas. Apesar da aparentemente elevada semelhança entre a avifauna da Mata de Galeria e a da Floresta Estacional Decídua, é necessário fazer o enchimento do reservatório no período final da estação chuvosa, evitando o período de queda da cobertura foliar da Floresta Estacional Decídua.

Outra questão importante é a presença de espécies ainda não descritas de peixes na região, o que exige maior atenção e empenho na sua identificação e descrição. É possível encontrar espécies não descritas em rios da região, os quais foram pouco explorados pelos pesquisadores.

Conclusão

Devem ser tomadas medidas de prevenção, mitigação e compensação dos impactos ambientais identificados em cada etapa, assim como deverá ser feito um monitoramento ambiental durante a operação do projeto. Com a avaliação acima declarada, observa-se que os impactos podem ser mitigados em todos os aspectos.

Finalmente, o projeto possui menores impactos ao meio ambiente e pode impulsionar a economia regional, resultando, portanto, em melhor qualidade de vida e elevação do nível social da população local. Em outras palavras, o projeto contribui com o desenvolvimento sustentável local.

D.2. Se os impactos ambientais forem considerados significativos pelos empreendedores do projeto ou pela Parte anfitriã, apresente as conclusões e todas as referências que corroboram a documentação da estudo de impacto ambiental realizada de acordo com os procedimentos exigidos pela Parte anfitriã:

O participante do projeto apresentou o Estudo de Impacto Ambiental para a AGMA, a agência do meio ambiente de Goiás. O empreendedor do projeto deve seguir as diretrizes estabelecidas no documento para



a prevenção, mitigação e compensação dos impactos ambientais causados pelo projeto. O empreendedor do projeto possui conhecimento total dessas condições.

SEÇÃO E. Comentários das partes interessadas

E.1. Breve descrição de como foram solicitados e compilados os comentários dos partes interessadas locais:

No caso deste projeto, o processo de consulta aos atores locais foi realizado duas vezes. O motivo para tal foi porque, durante o processo de Validação, as regras estabelecidas pela Autoridade Nacional Designada (AND) brasileira para a realização da consulta aos atores locais foram modificadas e, conseqüentemente, seguindo o conselho da própria AND, o processo foi repetido, em conformidade com as novas regras.

A primeira Consulta aos Atores Locais foi realizada em outubro de 2007, conforme as regras estabelecidas na Resolução nº 01 emitida pela CIMGC (Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima), a AND brasileira.

Em março de 2008, foi publicada a Resolução nº 07, alterando algumas regras previamente estabelecidas na Resolução nº 01. Uma das alterações foi a inclusão de mais uma entidade a ser convidada para fazer comentários: o Ministério Público Federal. Assim, de acordo com a Resolução nº 7, a consulta deve ser realizada pelo empreendedor do projeto, solicitando os comentários de pelo menos as seguintes entidades:

- Prefeitura
- Câmara Municipal
- Agências Estaduais do Meio Ambiente
- Agências Municipais do Meio Ambiente
- Ministério Público Federal
- Fórum Brasileiro de ONGs
- Associações Comunitárias

A segunda consulta foi realizada em julho de 2008.



As cartas-convite foram enviadas, informando que o conteúdo total do Documento de Concepção do Projeto, bem como o Anexo 3 relacionado à sua contribuição para o desenvolvimento sustentável, seriam disponibilizados na internet, no endereço

http://www.mgminter.com/stakeholder/Sao_Domingos_II_Hydroelectric_Project/

As informações de contato também foram especificadas na carta-convite, para o recebimento dos comentários, dúvidas e opiniões sobre o projeto.

Os atores envolvidos na pesquisa são apresentados na tabela a seguir:

Tabela 25: Atores convidados

Companhia/Instituição	Nome do Representante	Cargo que Ocupa
Prefeitura Municipal	Rozana Zago Valente	Prefeita
Prefeitura Municipal	Trajano Pinheiro Cardoso	Vice-prefeito
Câmara Municipal	Joseberto da Silva Rosa	Presidente da Câmara de Vereadores
Agência Estadual do Meio Ambiente	Neuzelides Maria Rebelo Fonseca	Gerente de Uso do Solo
Agência Municipal do Meio Ambiente	Marlene Ramos Guedes Pinheiro	Secretária
Ministério Público	Pedro Paulo de Oliveira	Juiz
Ministério Público	Jean Cleber Cassiano Zamperlini	Promotor Público
Ministério Público Federal	Antonio Fernando Barros e Silva de Souza	Procurador-geral da República
FBOMS – Fórum Brasileiro de ONGs e Movimentos Sociais para o Meio Ambiente e Desenvolvimento	Esther Neuhaus	Gerente Executiva
Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)	Jamil Abid	Superintendente dos Serviços de Supervisão de Geração
Associação Comunitária: GREASB	Dorivaldo Ferreira da Silva	Gerente Executivo
Paróquia de São Domingos	Iron Rodrigues de Oliveria	Pároco
Escola Municipal Padre Geraldo	Maria Cleusa dos Reis Aquino	Diretora
Escola Municipal Monte Sião	Arlete Pereira dos Santos	Diretora
Escola Estadual João Honorato	Junia Maria de B. Oliveira	Diretora
Escola Estadual Maria Regis	Aparecida Laura Fonseca	Diretora



E.2. Síntese dos comentários recebidos:

Durante a primeira consulta, foram recebidos comentários de apenas um ator local: o Fórum Brasileiro de ONGs e Movimentos Sociais para o Meio Ambiente e o Desenvolvimento (FBOMS).

A CONTOURGLOBAL recebeu uma carta do FBOMS em 18/12/2007, com o seguinte conteúdo:

- Confirmação de recebimento da carta-convite para prestação de comentários sobre o projeto “Hidrelétrica São Domingos II”;
- Descrição das expectativas do FBOMS em relação ao seu papel na avaliação do DCP e seu relacionamento com a AND brasileira;
- Sugestão aos participantes do projeto para que adotem critérios de avaliação da sustentabilidade, como o “Gold Standard”;

O FBOMS não forneceu nenhuma análise da atividade do projeto, mesmo tendo declarado sua intenção de fazê-lo. O fórum observou que a não apresentação, de sua parte, de uma análise técnica no prazo estipulado (30 dias) não significava a aprovação ao projeto.

Até o momento, 120 dias após o término do segundo processo de consulta dos atores locais, nenhum comentário adicional foi recebido como resultado dos dois processos de consulta.

E.3. Relatório sobre como foram devidamente considerados os comentários recebidos:

Como o comentário recebido na primeira consulta não afetou o projeto, nenhuma ação adicional foi necessária.

Nenhum comentário foi recebido como resultado da segunda consulta.



Anexo 1

INFORMAÇÕES DE CONTATO DOS PARTICIPANTES DA ATIVIDADE DO PROJETO

Organização:	Santa Cruz Power Corporation Usinas Hidroelétricas S/A
Rua/Caixa Postal:	Alameda Santos, 771 – 4º andar
Edifício:	Ed. The Diamond Tower
Cidade:	São Paulo
Estado/Região:	São Paulo
CEP:	CEP 01419-001
País:	Brasil
Telefone:	11 3147-7100
FAX:	11 3284-8349
E-Mail:	
URL:	www.contourglobal.com
Representado por:	Juan Pablo Gómez
Cargo:	Vice-Presidente
Forma de tratamento:	
Sobrenome:	Gómez
Nome:	Juan Pablo
Departamento:	Diretoria
Celular:	11 9955-5692
FAX direto:	11 3147-7100
Tel. direto:	11 3147-7102
E-Mail pessoal:	juan.gomez@countourglobal.com



Anexo 2

INFORMAÇÕES SOBRE FINANCIAMENTO PÚBLICO

Nenhum financiamento público das Partes incluídas no Anexo I foi disponibilizado para esta atividade de projeto.



Anexo 3

INFORMAÇÕES SOBRE A LINHA DE BASE

Os dados básicos usados para determinar o cenário da linha de base *ex-ante* são apresentados na seguinte tabela.

Tabela 26: Dados básicos

Parâmetro	Fontes de dados
Fator de emissão de margem combinada para o sistema de eletricidade	Calculado de acordo com a “ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema de eletricidade”, da AND brasileira.
Variável	Fontes de dados
Geração anual de eletricidade pela instalação industrial	Santa Cruz Power Corporation Usinas Hidroelétricas S/A



Anexo 4

PLANO DE MONITORAMENTO

O Plano de Monitoramento e Verificação (PMV) descreve os procedimentos para coleta de dados e auditoria exigidos pelo projeto, a fim de determinar e verificar as reduções de emissões alcançadas pelo mesmo. Este projeto exigirá a coleta de dados que sejam apenas extremamente precisos, descritos abaixo, sendo que a maior parte já é rotineiramente coletada pelo pessoal da Santa Cruz Power Corporation Usinas Hidroelétricas Ltda, onde o projeto de MDL proposto será implementado.

O documento do PMV cumpre com a exigência do Conselho Executivo do MDL de que os projetos MDL tenham um conjunto claro, confiável e preciso de procedimentos de monitoramento e verificação. O propósito destes procedimentos é direcionar e sustentar o contínuo monitoramento do desempenho do projeto e atividades periódicas de auditoria, verificação e certificação para determinar os ganhos do projeto, particularmente em termos de reduções de emissões de gases de efeito estufa (GEE). O PMV é componente vital da concepção do projeto, e como tal, está sujeito a um processo formal de validação por terceiros – juntamente com a linha de base do projeto e outras características de sua concepção.

Os administradores do projeto devem manter – de forma confiável, transparente e adequada – as estimativas, medições, coletas e sistemas de rastreamento dos dados para desenvolver e manter com sucesso o conjunto de informações apropriado para submeter-se a uma auditoria para investimento em redução de emissões de gases de efeito estufa (GEE). Tais sistemas de registro e monitoramento são necessários de forma a, posteriormente, permitir que uma Entidade Operacional verifique o desempenho do projeto como parte do processo de verificação e certificação. Particularmente, este processo reforça o fato de que as reduções de GEE são reais e críveis para os compradores de Reduções Certificadas de Emissões (RCEs). Esse conjunto de informações será necessário para atender à evolução dos padrões internacionais de registro desenvolvidos pela UNFCCC.

O documento deve ser utilizado pelos implementadores do projeto e operadores dos Departamentos Técnicos da Santa Cruz Power Corporation Usinas Hidroelétricas Ltda. É necessário que haja plena aderência às diretrizes estabelecidas neste plano de monitoramento, para que os gestores e operadores do projeto meçam e rastreiem com sucesso os impactos do projeto para fins de auditoria.



As metodologias descrevem o procedimento e as equações para o cálculo das reduções de emissões dos dados monitorados. Para este projeto específico, as metodologias são aplicadas através de um modelo de planilha eletrônica. A equipe responsável pelo monitoramento do projeto deve completar periodicamente as planilhas eletrônicas, as quais fornecem os totais anuais em termos de reduções de GEE alcançadas pelo projeto.

Os modelos contêm uma série de planilhas, com diferentes funções:

- Folhas de entrada de dados: Geração de Eletricidade
- Folha de resultados: Reduções de Emissões

A planilha dispõe de células onde o usuário poderá inserir dados. Já todas as células restantes contêm parâmetros fixos do modelo ou valores computados que não poderão ser modificados pela equipe.

Para facilitar a entrada de dados, utiliza-se uma chave codificada por cores, como segue:

- **Campos de Entrada:** os **campos amarelo-claros** indicam as células onde os operadores do projeto deverão fornecer os dados de entrada, conforme necessário para executar o modelo;
- **Campos de Resultados:** as linhas de resultados conforme calculado pelo modelo serão mostradas nos **campos verdes**.

Outras folhas incluem valores fixos, ou valores que são computados a partir dos dados nas folhas de entrada de dados, e a última folha exhibe as reduções de emissões anuais resultantes.



Anexo 5

SEQÜÊNCIA DE ENVENTOS DO PROJETO

Documento	Data	Evento	Comentário
Referência: 01	26 de novembro de 2001	Resolução nº 510 Autorização como Produtor Independente de Energia (PEI) para a empresa de energia Santa Cruz .	Autorização para explorar o potencial hidráulico
Referência: 02	2005	ARS adquiriu 90% do SMA, financiando os estudos Básicos de engenharia.	Parte do contrato é apresentada como documentação de suporte.
Referência: 03	Fevereiro de 2006	Due diligence	A CG realizou uma due diligence, considerando a possibilidade de receita de um projeto de energia renovável através do MDL.
Referência: 04	Abril de 2006	Aprovação do Projeto pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)	
Referência: 05	26 de junho de 2006	Leilão de energia	http://www.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index.jsp?contentType=RESULTADO_LEILAO&vgnextoid=f24d33db87c6b010VgnVCM1000005e01010aRCRD&qryRESULTADO-LEILAO-CD-RESULTADO-LEILAO=905a93b4ae6cc010VgnVCM1000005e01010a___&x=6&y=13
Referência: 06	18 de agosto de 2006	Alteração do tipo de empresa, de Ltda para S.A, e da quantidade de turbinas, na Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)	
Referência: 07 Referência: 08	31 de outubro de 2006	Contrato de acionistas no qual a ContourGlobal adquiriu uma participação na empresa	A CG realizou uma atualização da due diligence e celebrou um contrato de acionistas, considerando a possibilidade das receitas de um projeto de energia renovável através do MDL. Dessa forma, para prosseguir com as questões ligadas ao MDL, a CG contratou pessoal encarregado e fez contato com



FORMULÁRIO DO DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DE PROJETO
(MDL DCP) - Versão 03.1.



MDL – Conselho Executivo

página 68

Documento	Data	Evento	Comentário
			algumas empresas de consultoria em MDL.
Referência: 09 Referência: 10 Referência: 11	Janeiro de 2007	Reunião com a MGM e outros desenvolvedores de MDL (Ecoinvest, ICF)	Correspondência com a síntese da reunião. A CG fez contato com alguns desenvolvedores de MDL.
Referência: 12	17 de janeiro de 2007	Contrato de compra de energia elétrica	
Referência: 13 Referência: 14 Referência: 15	Março de 2007	Proposta Comercial da MGM	Correspondência em que a proposta comercial é enviada para a CG e correspondência na qual ela é aceita pela CG. Também anexa como parte da proposta comercial apresentada.
Referência: 16	30 de março de 2007	Assinatura do contrato de construção civil	
Referência: 17	28 de maio 2007	Assinatura do contrato com a MGM	Parte da assinatura do contrato de consultoria entre a CG e MGM
Referência: 18	Junho de 2007	Licença de instalação ambiental	
Referência: 19	Outubro de 2007	Processo de consulta aos Atores	
Referência: 20	Outubro de 2007	Proposta comercial junto à DNV	
Referência: 21	Fevereiro de 2008	Assinatura do contrato com a DNV	
Referência: 22	Maio de 2008	DCP enviado para validação junto à DNV	Correspondência na qual o DCP foi enviado para validação. Período para comentários: 16/05/08 – 14/06/08
	Outubro de 2008	Visita de validação ao local.	
