



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

CONTEÚDO

- 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 da Pequena Central Hidrelétrica de Salto – Uma Atividade do Projeto da Brascan Energética S/A

Número da versão do DCP: 07

Data (DD/MM/AAAA): 07/10/2008.

A.2. Descrição da atividade do projeto:

O objetivo principal do Projeto da Pequena Central Hidrelétrica de Salto é ajudar a atender à crescente demanda de energia no Brasil devido ao crescimento econômico e melhorar o fornecimento de eletricidade, contribuindo, ao mesmo tempo, para a sustentabilidade ambiental, social e econômica através do aumento na participação da energia renovável em relação ao consumo total de eletricidade do Brasil (e da região da América Latina e Caribe).

Os países da região da América Latina e Caribe expressaram seu compromisso no sentido de atingir a meta de 10% de energia renovável em relação ao total da energia utilizada na região. Através de uma iniciativa dos Ministros do Meio Ambiente em 2002 (UNEP-LAC, 2002), realizou-se uma reunião preliminar da Cúpula Mundial para o Desenvolvimento Sustentável [WSSD, do inglês "World Summit for Sustainable Development"] em Joanesburgo em 2002. No Plano de Implementação final da WSSD, não foram declarados metas ou cronogramas específicos; porém, sua importância foi reconhecida para atingir a sustentabilidade de acordo com os Objetivos de Desenvolvimento do Milênio¹.

O processo de privatização iniciado em 1995 chegou com uma expectativa de tarifas adequadas (menos subsídios) e preços melhores para as geradoras. Chamou a atenção de investidores para possíveis alternativas não disponíveis no mercado de eletricidade centralmente planejado. Infelizmente, faltava ao mercado brasileiro de energia um plano de expansão consistente, com os maiores problemas sendo as incertezas políticas e regulatórias. No final dos anos 90, um forte aumento na demanda, em contraste com um aumento inferior à média na capacidade instalada causou racionamento/crise no fornecimento a partir de 2001/2002. Uma das soluções oferecidas pelo governo foi uma legislação flexível favorecendo os produtores de energia independente de menor porte. Ademais, a eventual elegibilidade segundo o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo do Protocolo de Quioto atraiu a atenção dos investidores para os pequenos projetos de energia hidrelétrica.

Essa fonte de eletricidade local e mais limpa também trará uma contribuição importante à sustentabilidade ambiental, reduzindo as emissões de dióxido de carbono que ocorreriam se o projeto não existisse. A

¹ Plano de Implementação da WSSD, Parágrafo 19 (e): "Diversificar o fornecimento de energia desenvolvendo tecnologias energéticas avançadas, mais limpas, mais eficientes, economicamente viáveis e com custo/benefício favorável, inclusive as tecnologias de combustíveis fósseis e as tecnologias de energia renovável, incluindo a hidrelétrica, e sua transferência para os países em desenvolvimento na forma de concessão conforme acordo mútuo. Adotando um senso de urgência, aumentar de forma substancial a proporção global de fontes de energia renovável com o objetivo de aumentar sua contribuição em relação ao total da energia fornecida, reconhecendo o papel das metas nacionais e regionais voluntárias, bem como as iniciativas, onde existirem, e assegurando-se de que as políticas energéticas ofereçam apoio aos esforços dos países em desenvolvimento no sentido de erradicar a pobreza, e periodicamente avaliar os dados disponíveis de modo a analisar o progresso para tal fim."



atividade do projeto reduz as emissões de gases de efeito estufa (GEEs) evitando a geração de eletricidade via fontes de combustíveis fósseis (e emissões de CO₂), que estariam sendo geradas (e emitidas) se o projeto não existisse.

O projeto consiste em uma pequena central hidrelétrica (“PCH”), a PCH Salto, com 19 MW de capacidade instalada. A planta está localizada no Rio Jauru, nas cidades de Jauru e Indivaí, estado de Mato Grosso, região Centro-oeste do Brasil. Ela tornou-se totalmente operacional em 29 de dezembro de 2007.

70% da empresa Salto Jauru Energética S.A., proprietária do Projeto Salto, pertence ao Grupo Brascan. 30% da Salto Jauru Energética S.A. estão divididos entre 5 pessoas diferentes.

A Brascan pertence à Brookfield Asset Management, que é uma holding canadense com atividades em diversos setores: imóveis, agronegócio, mineração, mercado financeiro e energia. A Brascan Energética é uma empresa criada em janeiro de 1998 pela Brookfield Asset Management para trabalhar no setor elétrico no Brasil. Seu principal objetivo é aumentar a capacidade de geração de energia elétrica no Brasil através de desenvolvimento, construção e operação de até 576 MW, em instalações de pequenas hidrelétricas, com foco na energia renovável.

A.3. Participantes do projeto:

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

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

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

A.4. Descrição técnica da atividade do projeto:

Pela definição legal da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), Resolução nº. 652, emitida em 9 de dezembro de 2003, para ser considerada pequena hidrelétrica, a instalação precisa ter uma capacidade instalada superior a 1 MW, porém não acima de 30 MW e uma área de reservatório inferior a 3 km², que é o caso de Salto. De acordo com as resoluções da ANEEL, a planta é considerada uma pequena central hidrelétrica.

O Projeto da Pequena Central Hidrelétrica de Salto usa água do rio Jauru para gerar eletricidade, com capacidade instalada de 19 MW. A PCH Salto é classificada como um novo projeto de hidrelétrica, de acordo com a ACM0002 - “Metodologia consolidada de linha de base para geração de eletricidade



interligada à rede a partir de fontes renováveis” (versão 7), com um reservatório de 0,79 km², o que resulta em um impacto ambiental mínimo.

Os projetos de pequenas hidrelétricas são considerados uma das centrais com custo/benefício mais favorável no Brasil, pois é possível gerar energia elétrica distribuída e alimentar pequenas áreas urbanas, regiões rurais e áreas remotas do país. Em geral, ele consiste em um projeto de hidrelétrica com um pequeno reservatório.

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.

Região macrogeográfica Centro-oeste brasileiro, estado de Mato Grosso.

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

Cidades de Jauru e Indaiavá.

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

O projeto está localizado no centro-oeste do Brasil, estado de Mato Grosso, municípios de Jauru e Indaiavá (Figuras 1 e 2), e usa o potencial hídrico do rio Jauru.



Figura 1 - Divisão política do Brasil mostrando o estado de Mato Grosso (Fonte: City Brazil, 2006)

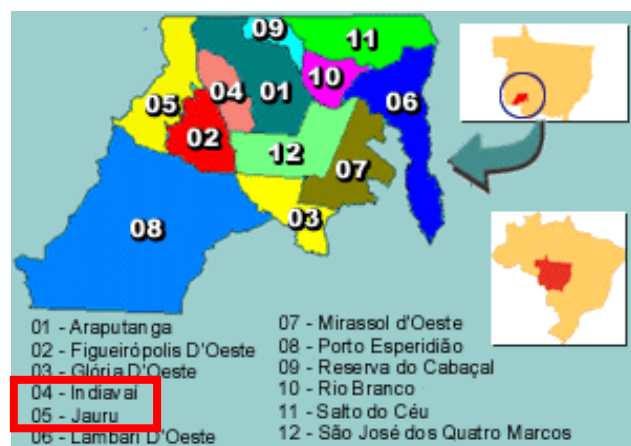


Figura 2 - Divisão política do Brasil mostrando as cidades de Indaiavá e Jauru (Fonte: City Brazil, 2006)



A Pequena Central Hidrelétrica de Salto está localizada em Jauru e Indiavaí, 15°17'17" S e 58° 42'38" O, de acordo com a ANEEL, no Rio Jauru, noroeste do estado de Mato Grosso, Brasil. Jauru e Indiavaí estão localizadas na microrregião de Jauru; Jauru possui 12.794 habitantes e 1.217 km² e Indiavaí possui 2.077 habitantes e 600 km² (IBGE, 2007).

A região do Projeto Salto, em torno do Rio Jauru, compreende diversas pequenas cidades no estado de Mato Grosso. A instalação localiza-se na região sudoeste do estado de Mato Grosso. Embora a região próxima do rio Jauru, bem como o estado de Mato Grosso, possua altas taxas de crescimento econômico, ainda tem havido falta de desenvolvimento de infra-estrutura, o que tem sido uma barreira para novos investimentos na região.

A economia de Mato Grosso se baseia na extração de borracha e madeira, agricultura (cana-de-açúcar, arroz, milho, soja), criação de gado, mineração (calcário e ouro) e indústria (metalurgia e alimentos). Sua

rede fluvial é composta de 2 grandes bacias: a bacia do rio Amazonas e a bacia do rio Paraguai. O projeto

foi desenvolvido no Rio Jauru, nas bacias do rio Paraguai.

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

Escopo setorial: 1 - Setores de energia (fontes renováveis / não-renováveis).

Categoria: Geração de eletricidade renovável para uma rede.

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

As turbinas Kaplan S Horizontal, usadas na Pequena Central Hidrelétrica de Salto, são as mais largamente utilizadas entre as hidroturbinas (Figura 3). A Kaplan S horizontal com dupla regulação é comum na geração de energia elétrica, onde há disponibilidade de altas vazões a uma altura manométrica hidráulica pequena. A dupla regulação, utilizada no Projeto Salto, tem pás móveis que otimizam seu rendimento. A água entra na turbina através de uma carcaça com voluta, e é direcionada para as pás através de comportas de retenção, convertendo energia cinética em mecânica.



Figura 3 - Exemplo de uma turbina Kaplan S
(Fonte: HISA, <http://www.hisa.com.br/produtos/turbinas/turbinas.htm>)



O equipamento e a tecnologia utilizados no Projeto Salto foram aplicados de forma bem-sucedida a projetos semelhantes no Brasil e no mundo. Segue uma descrição técnica da instalação:

**Descrição técnica**

Capacidade instalada (MW): 19 MW

Fator de capacidade: 0,72

Altura (m): 20,5 m

Área do reservatório: 0,79 km²**Turbina**

Tipo: Kaplan tubular S, eixo horizontal

Quantidade: 2 unidades

Potência nominal (kW) – 9.500 kW

Fabricante: HISA (HIDRÁULICA S.A.)

Gerador

Tipo: trifásico tipo industrial aberto

Quantidade: 2 unidades

Potência nominal (MVA) – 10.750 kVA

Tensão nominal (kV): 13,8 kV

Fabricante: WEG INDÚSTRIA S.A.

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

Considerando a linha de base de 0,2611 tCO₂e/MWh, aplicável às atividades do projeto de geração de energia renovável interligadas à rede no Brasil, a implementação completa da pequena central hidrelétrica interligada à rede elétrica interligada brasileira irá gerar a redução anual estimada mostrada na Tabela 2 abaixo.

Anos				Estimativa anual de reduções de emissões em toneladas de CO ₂ e
Ano	1	- (	2009)*	15.564
Ano	2	- (	2010)	31.128
Ano	3	- (	2011)	31.128
Ano	4	- (	2012)	31.128
Ano	5	- (	2013)	31.128
Ano	6	- (	2014)	31.128
Ano	7	- (	2015)	31.128
Ano	8	- (	2016)**	15.564
Total de reduções estimadas (toneladas de CO ₂ e)				217.896
Número total de anos de crédito				7
Média anual durante o primeiro período de obtenção de créditos de reduções estimadas (toneladas de CO ₂ e)				31.128

*início em 1º de julho

**até 30 de junho

Tabela 2 - Estimativa de reduções de emissões do Projeto

**A.4.5. Financiamento público da atividade do projeto:**

Este projeto não recebe qualquer financiamento público e não é um desvio da ODA.

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:**

ACM0002 - “Metodologia consolidada de linha de base para geração de eletricidade interligada à rede a partir de fontes renováveis” (Versão 7, CE 36).

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

A metodologia ACM0002 (versão 7, 2007) refere-se às versões mais recentes aprovadas das seguintes ferramentas:

- Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico²;
- Ferramenta para demonstração e avaliação de adicionalidade³;
- Ferramenta para calcular as emissões do projeto ou das fugas de CO₂ a partir da queima de combustível fóssil⁴.

O Projeto da Pequena Central Hidrelétrica de Salto utiliza a *Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico* e a *Ferramenta para demonstração e avaliação de adicionalidade*. A *Ferramenta para calcular as emissões do projeto ou das fugas de CO₂ a partir da queima de combustível fóssil* não se aplica à atividade do projeto e, portanto, não é usada.

O Projeto Salto atende a todos os critérios estabelecidos pela metodologia ACM0002 (versão 7, 2007), sendo um projeto de pequena hidrelétrica interligada à rede elétrica com novo reservatório e com densidade de potência maior que 4 W/m², como pode ser visto na seção B.6.3.

² Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico (versão 1.1). UNFCCC, Relatório da 35ª Reunião do Conselho Executivo do MDL, 15 a 19 de outubro de 2007, Anexo 12. Website: <http://cdm.unfccc.int/>

³ Ferramenta para demonstração e avaliação de adicionalidade (versão 5.2). UNFCCC, Relatório da 39ª Reunião do Conselho Executivo do MDL, 14 a 16 de maio de 2008, Anexo 10. Website: <http://cdm.unfccc.int/>

⁴ Ferramenta para calcular as emissões do projeto ou das fugas de CO₂ a partir da queima de combustível fóssil (versão 2)- UNFCCC, Relatório da 41ª Reunião do Conselho Executivo do MDL, 30 de julho a 2 de agosto de 2008, Anexo 11. Website: <http://cdm.unfccc.int/>

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

Conforme descrito na metodologia ACM0002, a extensão espacial do limite do projeto inclui a central elétrica do projeto e todas as centrais elétricas interligadas fisicamente ao sistema elétrico ao qual está interligada a central elétrica do projeto de MDL. Os gases de efeito estufa e as fontes de emissão incluídas ou excluídas do limite do projeto são exibidos na tabela a seguir.

	Fonte	Gás	Incluído(a)?	Justificativa / explicação
Linha de base	Emissões de CO ₂	CO ₂	Sim	Fonte principal de emissão.
	decorrentes da geração de eletricidade em centrais elétricas movidas a combustíveis fósseis que são deslocadas em função da atividade do projeto.	CH ₄	Não	Fonte de emissão pequena.
		N ₂ O	Não	Fonte de emissão pequena.
Atividade do projeto	Emissão de CH ₄ do reservatório.	CO ₂	Não	Fonte de emissão pequena.
		CH ₄	Sim	Fonte principal de emissão. Entretanto, nenhuma emissão significativa do reservatório é identificada na atividade do projeto, de acordo com o cálculo de densidade de potência.
		N ₂ O	Não	Fonte de emissão pequena.

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

A atividade do projeto não modifica nem atualiza uma instalação de geração de eletricidade existente. Assim, de acordo com a ACM0002, o cenário da linha de base é o seguinte:

“A eletricidade alimentada na rede pela atividade do projeto teria, de outro modo, sido gerada pela operação das centrais elétricas interligadas à rede e pela adição de novas fontes de geração, conforme refletido nos cálculos da margem combinada (CM), como descrito na “Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico”.

Na ausência da atividade do projeto, toda a energia seria importada da rede interligada. Assim, o cenário da linha de base é identificado como a continuidade da situação atual (anterior), com a eletricidade sendo fornecida por grandes usinas termelétricas e hidrelétricas. Então, grandes quantidades de dióxido de carbono (CO₂) seriam emitidas na atmosfera. A atividade do projeto reduz as emissões de gases de efeito estufa (GEEs) evitando a geração de eletricidade via fontes de combustíveis fósseis (e emissões de CO₂), que estariam sendo geradas (e emitidas) se o projeto não existisse. Portanto, o cenário da linha de base é



identificado como a continuidade da situação atual (anterior) com a eletricidade sendo fornecida por grandes usinas hidrelétricas e termelétricas ou por óleo diesel, no caso dos sistemas isolados.

Como alternativa para a empresa de um grupo, existe o investimento em outras oportunidades, como o mercado financeiro. Tendo em vista que a Salto Jauru Energética S.A. é uma empresa da Brookfield Asset Management⁵, ela poderia também ter decidido se concentrar nas outras áreas empresariais tradicionais do grupo (por exemplo, nos setores bancário, imobiliário, etc.), e não no mercado de energia, como é o caso com a atividade do projeto. De acordo com a ANEEL (2007), 75% da geração no Brasil é composta por grandes usinas hidrelétricas e 21% por grandes usinas termelétricas (veja o passo 04, seção B.5).

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):

De acordo com as Orientações para a conclusão do DCP (versão 7), seguindo a linha do tempo da atividade do projeto de MDL proposta a seguir:

Decisão de investimento: 20 de dezembro de 2005;

Assinatura do EPC para o início da construção: 20 de dezembro de 2005;

Data de início do comissionamento: 4 de setembro de 2007;

Data de início das operações comerciais: 28 de dezembro de 2007.

A Brascan Energética S.A. sempre acreditou nos créditos de carbono, o que pode ser evidenciado por sua apresentação confidencial datada de⁶ 20 de dezembro de 2004. Essa apresentação mostra a descrição, os parceiros envolvidos, a mitigação de riscos, o contrato de projeto e construção ("design-build"), os limites dos materiais, a análise financeira, as conclusões e as recomendações na aquisição do Projeto Salto. Além disso, na seção de análise financeira, ela mostra a TIR do projeto com e sem as receitas dos créditos de carbono. É possível observar no fluxo de caixa do projeto que a TIR do projeto com os créditos de carbono foi calculada com um fator de emissão esperado de 0,502 tCO₂/MWh. Atualmente, o projeto Salto utiliza o fator de emissão de 0,2611 tCO₂/MWh.

Considerando que a primeira ação real para o projeto ocorre apenas em 20 de dezembro de 2005, a data em que o contrato de EPC [sigla em inglês de "Engineering, Procurement and Construction", engenharia, suprimento e construção] foi assinado com o Consórcio Construtor Salto – composto por CR Almeida S.A. Engenharia de Obras, Hidráulica Industrial S.A. Indústria e Comércio e Intertechne Consultores Associados S/C Ltda. – a atividade do projeto proposta considerou os créditos de carbono antes de sua implementação.

Além disso, o conhecimento de possíveis benefícios do MDL também pode ser demonstrado na experiência da Brascan Energética S.A. com os outros cinco projetos de MDL registrados em 2006, que incluem 11 pequenas centrais hidrelétricas:

- Atividade do Projeto da Pequena Central Hidrelétrica de Palestina - Brascan Energética Minas Gerais S.A. (BEMG) (0477);
- Atividade do Projeto da Pequena Central Hidrelétrica de Nova Sinceridade - Brascan Energética Minas Gerais S.A. (BEMG) (0543);

⁵ <http://www.brookfield.com/>

⁶ Brascan Energetica Presentation_20.12.2004.pdf.



- Pequenas Centrais Hidrelétricas de Passo do Meio, Salto Natal, Pedrinho I, Granada, Ponte e Salto Corgão - Brascan Energética S.A. (0519);
- Atividade do Projeto das Pequenas Centrais Hidrelétricas de Cachoeira Encoberta e Triunfo - Brascan Energética Minas Gerais S.A (BEMG) (0520);
- Rialma Companhia Energética I S/A. - Pequena Central Hidrelétrica de Santa Edwiges I - Projeto de MDL de pequena escala (0830).

Além disso, outro projeto da Brascan está em vias de validação: Pequena Central Hidrelétrica de Angelina - Uma atividade do projeto da Brascan Energética S/A e está disponível em:

<http://cdm.unfccc.int/Projects/Validation/DB/T9YA6Y9O0FJFXCMRWBLA4CP9VX8IH/view.html>.

Atualmente, a Brascan Energética S.A. possui uma página da Web em sua intranet dedicada especialmente a créditos de carbono e seus projetos de MDL. Todas as informações são baseadas em evidências apresentadas à EOD no momento da validação. O conhecimento dos incentivos do MDL foi um dos pontos-chave para a tomada de decisão de implementar esta atividade do projeto proposta.

Com o objetivo de avaliação de adicionalidade, a metodologia ACM0002 inclui uma Ferramenta de Adicionalidade (versão 5) aprovada pelo Conselho Executivo. Essa ferramenta considera alguns passos importantes necessários para descobrir se a atividade do projeto é adicional; também é importante para demonstrar como as reduções de emissões não ocorreriam na ausência da atividade do projeto da PCH Salto. A ferramenta referencia a atividade do projeto descrita acima.

Os seguintes passos são necessários para a demonstração e a avaliação da adicionalidade da PCH Salto.

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

Subpasso 1a. Definir alternativas à atividade do projeto:

1. A alternativa à atividade do projeto é a continuidade da situação atual (anterior) com a eletricidade sendo fornecida por grandes estações termelétricas e hidrelétricas.
2. A atividade do projeto proposta realizada sem estar registrada como atividade do projeto de MDL.

Subpasso 1b. Consistência com leis e normas obrigatórias:

Tanto a atividade do projeto como o cenário alternativo estão em conformidade com todas as normas, de acordo com as seguintes entidades: Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), Agência Ambiental do estado de Mato Grosso (FEMA - *Fundação Estadual do Meio Ambiente do estado de Mato Grosso*) e o Conselho Executivo do MDL.

SATISFEITO/APROVADO – Seguir para o Passo 2

Passo 2. Análise de investimentos

Subpasso 2a. Determinar o método de análise apropriado:

A adicionalidade é demonstrada através de uma análise de benchmark de investimento; opção III da Ferramenta de Adicionalidade. As opções I e II não se aplicam à atividade do projeto proposta.



Subpasso 2b. Opção III - análise de benchmark

O benchmark usado pela Brascan Energética como referência para seus novos projetos é o Retorno sobre os Ativos (ROA), como pode ser visto na apresentação do Perfil Corporativo da Brascan Energética S/A⁷ (documento confidencial). O Retorno sobre os Ativos mede os lucros da empresa com relação a todos os recursos que ela tinha à sua disposição.

A apresentação do Perfil Corporativo da Brascan Energética S/A mostra realizações e desempenho financeiro, acionistas, visão geral corporativa, descrição dos ativos, programas ambientais e sociais, destaques de crescimento, créditos de carbono, iniciativas, metas e estratégia de negócios, investimentos, perspectivas de princípios para acionistas e investidores da Brascan Energética S/A. Considerando que 70% da empresa Salto Jauru Energética S.A., proprietária do Projeto Salto, pertencem à Brascan Energética S/A, é razoável e compreensível que a Salto Jauru Energética S.A. utilize o benchmark e o princípio de investimento da Brascan Energética S/A.

Entretanto, considerando a “Ferramenta para demonstração e avaliação de adicionalidade” (versão 5.2) *“Quando se aplica a Opção II ou a Opção III, a análise financeira/econômica deve se basear nos parâmetros padrão do mercado, considerando as características específicas do tipo de projeto, mas não vinculadas à expectativa de lucratividade subjetiva ou ao perfil de risco de um desenvolvedor de projeto específico”*, o benchmark interno da empresa (custo médio ponderado de capital) é usado nesta análise.

Custo médio ponderado de capital (CMPC)

A taxa usada para descontar o fluxo de caixa do negócio é também conhecida como custo médio ponderado de capital (CMPC) e converte o fluxo de caixa futuro em um valor presente para todos os investidores, considerando que tanto credores como acionistas esperam obter retorno em relação ao custo de oportunidade de investir recursos em um negócio específico, em vez de investir esses recursos em outro negócio de risco equivalente.

O cálculo do CMPC da Brascan é possível usando os parâmetros observados nos mercados financeiros globais através do custo da dívida e do custo do capital próprio. Partindo dessas premissas, o custo do capital no Brasil deve estar próximo a um custo global de capital, ajustado para a inflação e a estrutura de capital locais. O custo da dívida considera taxa livre de riscos, prêmio da dívida alavancada, custo da dívida antes do imposto e índice de preços ao consumidor. O custo do capital próprio considera taxa livre de riscos, prêmio pelo risco do capital próprio, prêmio pelo risco-país estimado, beta ajustado do setor e índice de preços ao consumidor (IPC). Esses parâmetros são baseados em cotações do BNDES, inflação acumulada, índice de títulos da dívida de mercados emergentes (EMBI, sigla em inglês de "Emerging Markets Bond Index"), entre outros. O cálculo do CMPC da Brascan pode ser visto anexado ao fluxo de caixa do projeto.

⁷ Brascan_Presentation to EDC_May05.pdf

**Subpasso 2c. Cálculo e comparação dos indicadores financeiros (aplica-se somente às opções II e III)**

O indicador financeiro identificado para o projeto é a Taxa Interna de Retorno (TIR) calculada no fluxo de caixa do projeto Salto. Como pode ser visto nesta planilha do fluxo de caixa, a instalação foi criada com uma TIR esperada de 18,3 % ao ano (sem alavancagem, antes dos impostos). A TIR do projeto sem as RCEs, de 18,3 % (sem alavancagem antes dos impostos) é mais baixa que o ROA esperado de 20% (sem alavancagem antes dos impostos), de acordo com a apresentação do Perfil Corporativo da Brascan Energética S/A. Além disso, a TIR do Projeto Salto é inferior ao CMPC de 21,6% da Brascan. Isso demonstra que a atividade do projeto não é financeiramente atraente para o investidor.

A inclusão das receitas das RCEs faz com que a TIR do investidor aumente em retorno, o que compensaria o risco adicional do investidor com este projeto. Além disso, as receitas das RCEs trariam benefícios adicionais para o projeto, pois são geradas em moedas fortes (dólares norte-americanos ou euros). O incentivo do MDL permite à Salto Jauru Energética S.A. proteger o seu fluxo de caixa de dívidas contra a desvalorização da moeda. Além disso, o Fluxo de Caixa Livre de RCE em dólares norte-americanos ou em euros poderia ser descontado a uma taxa de juros de desconto aplicável, aumentando assim a alavancagem do projeto.

Subpasso 2d: Análise de sensibilidade

Os parâmetros selecionados para realizar a análise de sensibilidade são aqueles que têm a maior probabilidade de flutuar ao longo do tempo. Então, como o preço da energia é a única receita possível associada à atividade do projeto além das relacionadas ao MDL, a análise de sensibilidade foi realizada aumentando este parâmetro. Além disso, uma redução dos custos relacionados a administração, despesas operacionais e linhas de transmissão também foi analisada. As despesas relacionadas a concessão, taxa da ANEEL, entre outras, não foram consideradas, tendo em vista que esses tipos de despesas são parâmetros fixos de acordo com a legislação brasileira e, portanto, não irão se alterar se for considerado um longo período de tempo.

Os preços da energia considerados para este projeto têm como base os preços estabelecidos nos CCVEs (Contratos de Compra e Venda de Energia Elétrica) do projeto e não irão se alterar ao longo dos anos. De acordo com o CCVE de Salto, o preço da energia é estabelecido para o período de 20 anos. Então, foi aplicado um aumento de 10% nos preços da energia para análise de sensibilidade considerando o período subsequente após 20 anos. Além disso, houve uma redução de 10% dos custos mencionados acima. Os resultados foram:



		Variação da TIR				
Variação do preço do CCVE	0,0%	0,0%	2,5%	5,0%	7,5%	10,0%
	0,0%	18,3%	18,4%	18,4%	18,4%	18,4%
Variação na redução de custos	2,5%	18,3%	18,4%	18,4%	18,4%	18,4%
	5,0%	18,4%	18,4%	18,4%	18,4%	18,4%
	7,5%	18,4%	18,4%	18,4%	18,4%	18,4%
	10,0%	18,4%	18,4%	18,4%	18,4%	18,4%

Tabela 3 – Análise de sensibilidade

Para obter o cálculo da análise de sensibilidade, consulte o fluxo de caixa do projeto. Como pode ser visto, a TIR do projeto permanece menor que o ROA (20%) e o CMPC (21,6%) da Brascan.

Resultado

A TIR da atividade do projeto sem estar registrada como um projeto de MDL fica abaixo do ROA e do CMPC da Brascan, evidenciando que a atividade do projeto não é a mais financeiramente atraente para o investidor. Portanto, o cenário 1 seria a alternativa mais plausível à atividade do projeto (continuidade da situação atual com a eletricidade sendo fornecida por uma grande usina hidrelétrica com um grande reservatório e termelétricas).

Esse aumento devido às receitas foi comparado ao aumento decorrente das RCEs. A TIR com as RCEs será de 20,3% (sem alavancagem antes dos impostos), ultrapassando o ROA da Brascan e sendo o mais próximo possível do CMPC da Brascan. As RCEs foram consideradas também após 2012, pois os participantes do projeto acreditavam que o Protocolo de Quioto seria estendido. A Salto Jauru Energética S.A., uma empresa do Grupo Brascan, decidiu executar o projeto considerando as possíveis receitas das RCEs e outros benefícios que pudesse reverter para a empresa (por exemplo, melhorando sua imagem junto aos consumidores).

O conhecimento de possíveis benefícios do MDL pode ser demonstrado na experiência da Brascan Energética S.A. com os outros quatro projetos de MDL registrados em 2006 e um registrado no ano passado (2007), que incluem 11 pequenas centrais hidrelétricas, conforme descrito na seção B.5. Além da atividade do projeto Salto, há também outro projeto aguardando validação (veja o início desta seção). O conhecimento dos incentivos do MDL foi um dos pontos-chave para a tomada de decisão de implementar esta atividade do projeto proposta.

SATISFEITO/APROVADO – Seguir para o Passo 3

Passo 3. Análise de barreiras

Não se aplica.

**SATISFEITO/APROVADO – Seguir para o Passo 4****Passo 4. Análise da prática comum****Subpasso 4a. Analisar outras atividades semelhantes à atividade do projeto proposta:**

De acordo com a Figura 4, mais de 75% da geração no Brasil é composta por grandes usinas hidrelétricas e 21% por usinas termelétricas. Somente 1,7% da capacidade instalada do Brasil provém de fontes de pequenas hidrelétricas (1,6 GW de um total de 98,1 GW).

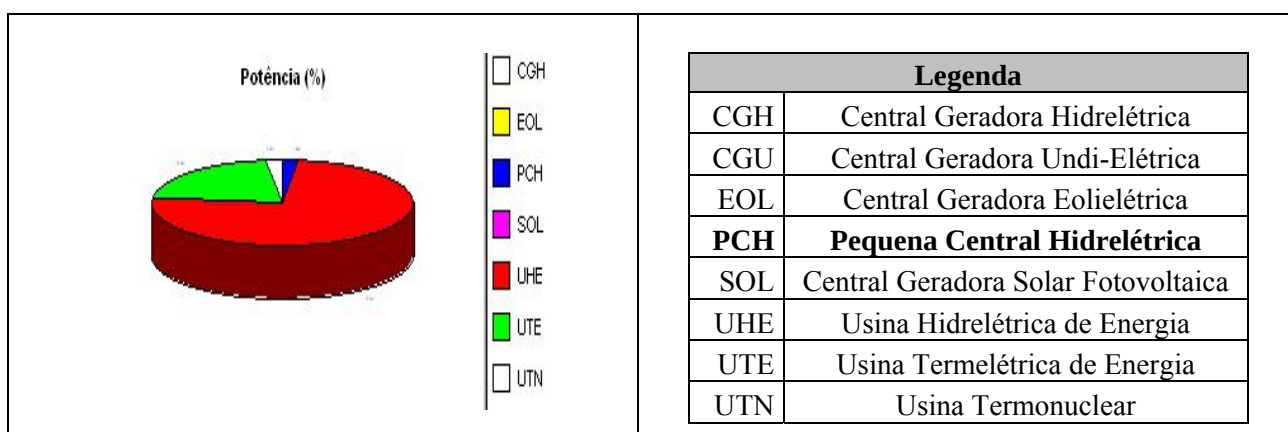


Figura 4 – Tipos operacionais de projeto (Fonte: ANEEL, 2007)

A maioria dos desenvolvedores que financiou seus projetos fora do Proinfa considerou o MDL como um fator decisivo para a conclusão dos seus projetos. Assim, segundo nosso conhecimento, a vasta maioria dos projetos semelhantes que está sendo desenvolvida no país participa do programa Proinfa e, os que não participam, estão no MDL. Além disso, o governo brasileiro tem defendido que os projetos no Programa Proinfa também são qualificados para participar do MDL, de acordo com a decisão da UNFCCC sobre a qualificação de projetos derivados de políticas públicas. A legislação que criou o Proinfa levou em consideração possíveis receitas do MDL para prosseguir com o programa.

As barreiras relacionadas a este tipo de projeto podem ser vistas como prática comum, representando a situação da maior parte das pequenas hidrelétricas no Brasil. Elas exigiram alguma fonte de incentivo financeiro para serem construídas nos últimos anos. Além disso, fica demonstrado que a construção de pequenas hidrelétricas SEM incentivos financeiros são casos específicos e que a NECESSIDADE de incentivos financeiros é a prática comum.

Os participantes do projeto (PPs) realizaram uma pesquisa sobre as unidades geradoras das pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) no Brasil que iniciaram as operações de 2005 a 2007. Também é possível identificar as pequenas hidrelétricas que têm ou não incentivos (Proinfa e/ou MDL).

Tabela 4 – Início das operações das PCHs de 2005 a 2007

[illegible]

Operations starting in 2006

[illegible]

[illegible]

Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), 2008.

Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima [do inglês "United Nations Framework Convention on Climate Change"] (UNFCCC), 2008.

Em número de unidades geradoras, havia 43 que iniciaram as operações de 2005 a 2007, das quais 19 receberam incentivos do MDL e 14 do Proinfa, totalizando 33 projetos com algum tipo de incentivo, o que representa 76,7% do total de PCHs. Em termos de capacidade instalada, são 92,4% do total de 573,9 MW.

Considerando que a atividade do projeto proposta está localizada no estado de Mato Grosso e, para fins de análise da prática comum, foi analisado o início das operações das unidades de geração das pequenas centrais hidrelétricas neste estado. Das 13 unidades geradoras que iniciaram as operações neste estado, 11 receberam incentivos. Em termos de capacidade instalada, isso representa 98,3% do total de 229,1 MW.

Com este resultado, fica claramente demonstrado que a prática comum para PCHs é a implementação da atividade através dos incentivos do MDL. Pelos números apresentados acima, pode ser comprovado que é necessário um incentivo forte para promover a construção de projetos de energia renovável no Brasil, situação que inclui as PCHs.

Subpasso 4b. Discutir opções semelhantes que estão ocorrendo:

Considerando a pesquisa acima, as unidades geradoras que não estão recebendo publicamente incentivos do MDL nem do Proinfa e iniciaram as operações sem incentivos em 2005 – 2 MW e em 2006 – 2 MW são da PCH Camargo Corrêa. Camargo Corrêa é um projeto da ARROSSENSAL – Agropecuária e Industria S.A., uma empresa do Grupo Camargo Corrêa S.A. O Grupo Camargo Corrêa está presente em 20 países – com atividades distribuídas nas áreas de cimento, transporte, têxtil, siderurgia, energia, engenharia e construção, entre outras – e é uma das maiores empresas no Brasil. Em 2007, ela teve



receitas brutas de R\$ 12,4 bilhões. De acordo com o relatório da KPMG do Brasil, o Grupo Camargo Corrêa é a 7ª empresa entre as 20 com os maiores ativos no exterior (inclusive projetos de energia hidrelétrica). Considerando que a Camargo Corrêa é uma das maiores construtoras e um dos maiores fornecedores de equipamentos do Brasil, ela possui funcionários, equipamentos, know-how e, em outras palavras, toda a infra-estrutura para desenvolver estes tipos de projetos. Desta forma, as barreiras relacionadas a financiamento, emprego, construção, operação, técnicas e outros são reduzidas ou nem mesmo existem. Então, os PPs consideraram razoável não comparar sua capacidade de investimento e de infra-estrutura com a da Brascan Energética.

No mais recente leilão de energia, que ocorreu em 16 de dezembro de 2005, no Rio de Janeiro, foram dadas 20 concessões para novas centrais elétricas, das quais somente duas eram para PCHs (28 MW). Do total de 3.286 MW vendidos, 2.247 MW (68%) virão de centrais termelétricas, dos quais 1.391 são de centrais termelétricas movidas a gás natural, isto é, 42% do total vendido⁸. A Brascan Energética, o grupo que controla a Salto Jauru Energética S/A, possui cinco atividades do projeto de MDL. Além disso, a Pequena Central Hidrelétrica de Indiavaí é uma atividade do projeto de MDL (ARAPutanga Centrais ELétricas S. A. - ARAPUCCEL - Projeto de Pequenas Centrais Hidrelétricas) e está localizada a aproximadamente 3,75 Km da PCH Salto, no rio Jauru. Isso demonstra que os projetos na mesma região, utilizando tecnologia semelhante, consideram os incentivos do MDL como compensação parcial pela barreira para investimentos, sendo fundamental para o desenvolvimento deste tipo de projeto.

Em resumo, este projeto não pode ser considerado prática comum e, portanto, não é um cenário usual de negócio. E fica claro que, na ausência do incentivo criado pelo MDL, este projeto não seria o cenário mais atraente.

SATISFEITO/APROVADO – O projeto é ADICIONAL

B.6. Reduções de emissões:

B.6.1. Explicação das escolhas metodológicas:

De acordo com a metodologia aprovada selecionada (ACM0002, 2007), o fator de emissão da linha de base (EF_y) é calculado como sendo uma margem combinada (CM), que consiste na combinação dos fatores da margem de operação (OM) e da margem de construção (BM). Para fins de determinação dos fatores de emissão da margem de construção e da margem de operação, um sistema elétrico do projeto é definido como sendo a extensão espacial das centrais que podem ser despachadas sem restrições significativas na transmissão. De modo semelhante, um sistema elétrico interligado é definido como sendo um sistema elétrico que é interligado por linhas de transmissão ao sistema elétrico do projeto, no qual as centrais podem ser despachadas sem restrições significativas na transmissão.

De acordo com a metodologia aprovada selecionada (ACM0002, 2007) e com a ferramenta metodológica (2007), os participantes do projeto devem aplicar os seguintes seis passos ao cálculo da linha de base:

PASSO 1 - Identificar o sistema de energia elétrica relevante.

PASSO 2 - Selecionar um método da margem de operação (OM).

⁸ Rosa, Luis Pinguelli. Jornal brasileiro “Folha de São Paulo”, 28 de dezembro de 2005.



PASSO 3 - Calcular o fator de emissão da margem de operação de acordo com o método selecionado.

PASSO 4 - Identificar o grupo de unidades geradoras que devem ser incluídas na margem de construção (BM).

PASSO 5 - Calcular o fator de emissão da margem de construção.

PASSO 6 - Calcular o fator de emissão da margem combinada (CM).

- **PASSO 1** - Identificar o sistema de energia elétrica relevante

Com o objetivo de determinar os fatores de emissão da eletricidade, o sistema elétrico do projeto é definido pela extensão espacial das centrais que estão fisicamente interligadas através de linhas de transmissão e distribuição à atividade do projeto (p.ex. a localização da central renovável ou dos consumidores onde a eletricidade é usada) e que podem ser despachadas sem restrições significativas de transmissão.

De modo semelhante, um sistema elétrico interligado (por exemplo, nacional ou internacional) é definido como sendo um sistema elétrico interligado por linhas de transmissão ao sistema elétrico do projeto. As centrais no sistema elétrico interligado podem ser despachadas sem restrições significativas na transmissão, mas a transmissão para o sistema elétrico do projeto apresenta uma restrição significativa na transmissão.

Se a AND do país anfitrião publicou um delineamento do sistema elétrico do projeto e dos sistemas elétricos interligados, esses delineamentos devem ser usados. Se esses delineamentos não estiverem disponíveis, os participantes do projeto deverão definir o sistema elétrico do projeto e qualquer sistema elétrico interligado e justificar e documentar suas hipóteses no MDL-DCP.

- **PASSO 2** - Selecionar um método da margem de operação (OM)

O cálculo do fator de emissão da margem de operação ($EF_{grid,OM,y}$) baseia-se em um dos seguintes métodos:

- (a) OM simples ou
- (b) OM simples ajustada ou
- (c) OM da análise dos dados de despacho ou
- (d) OM média.

- **PASSO 3** - Calcular o fator de emissão da margem de operação de acordo com o método selecionado

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



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

Onde:

- λ_y é a proporção de horas no ano y (em %) para a qual as fontes de baixo custo/inflexíveis estão na margem,
 - $\sum_{i,j} F_{i,j,y}$ é o total de combustível i (em unidade de massa ou volume) consumido por fontes relevantes de energia j (análogo para fontes k) em ano(s) y ,
 - $COEF_{i,j}$ é o coeficiente de CO₂ e de combustível i (tCO₂e / unidade de massa ou volume de combustível), levando em conta o potencial de emissão de dióxido de carbono equivalente dos combustíveis usados por fontes relevantes de energia j (análogo para fontes k) e a oxidação percentual do combustível em ano(s) y e
 - $\sum_j GEN_{j,y}$ é a eletricidade (MWh) alimentada na rede pela fonte j (análoga para fontes k).
- **PASSO 4** - Identificar o grupo de unidades geradoras que deve ser incluído na margem de construção (BM)

O grupo de amostra de unidades geradoras m usado para calcular a margem de construção consiste em:

- O conjunto das cinco unidades geradoras que foi construído mais recentemente ou
- O conjunto das adições de capacidade elétrica no sistema elétrico que abrange 20% da geração do sistema (em MWh) e que foi construído mais recentemente.

Os participantes do projeto devem usar o conjunto de unidades geradoras que abrange a maior geração anual.

- **PASSO 5** – Calcular o fator de emissão da margem de construção ($EF_{BM,y}$)

O fator de emissão da margem de construção é o fator de emissão médio ponderado pela geração (tCO₂/MWh) de todas as unidades geradoras m durante o ano mais recente y para o qual os dados da geração de energia elétrica estão disponíveis, calculado como a seguir:

$$EF_{BM,y} = \frac{\sum_{i,m} F_{i,m,y} \cdot COEF_{i,m}}{\sum_m GEN_{m,y}} \quad \text{Equação 2}$$

- **STEP 6** – Calcular o fator de emissão da margem combinada (CM) EF_y .

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

Equação 3

Onde os pesos w_{OM} e w_{BM} , por padrão, são 50% (ou seja, $w_{OM} = w_{BM} = 0,5$). Podem ser usados pesos alternativos, desde que $w_{OM} + w_{BM} = 1$ e seja apresentada evidência apropriada justificando os pesos alternativos.

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

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

As reduções de emissões pela atividade do projeto (ER_y) durante um determinado ano y são o produto do fator de emissões da linha de base (EF_y , em tCO₂e/MWh) multiplicado pela eletricidade fornecida pelo projeto à rede (EG_y , em MWh), como a seguir:

$$ER_y = EF_y \cdot EG_y$$

Equação 4

De acordo com a ACM0002, versão 7, novos projetos de hidrelétricas com reservatórios devem considerar as emissões do projeto, estimadas da seguinte forma:

a) se a densidade de potência do projeto for maior que 4W/m² e menor ou igual a 10W/m²:

$$PE_y = \frac{EF_{Res} \cdot EG_y}{1000}$$

where,

PE_y	Emission from reservoir expressed as tCO ₂ e/year
ES_{Res}	is the default emission factor for emissions from reservoirs, and the default value as per EB23 is 90 Kg CO ₂ e /MWh.
EG_y	Electricity produced by the hydro electric power project in year y , in MWh

b) Se a densidade de potência do projeto for maior que 10W/m², $PE_y = 0$.

As emissões indiretas podem ser consequência da construção do projeto, do transporte de materiais e combustível e de outras atividades a montante. Entretanto, nenhuma fuga líquida significativa dessas atividades foi identificada.

B.6.2. Dados e parâmetros disponíveis na validação:

Esta seção deve incluir uma compilação das informações sobre os dados e parâmetros que não são monitorados durante todo o período de obtenção de créditos, mas que são determinados apenas uma vez e, portanto, permanecem fixos durante todo o período de obtenção de créditos e estão disponíveis quando a validação é realizada. Os parâmetros escolhidos para o cálculo das reduções de emissões foram ex-ante.



Dado / Parâmetro:	Cap_{BL}
Unidade do dado:	W
Descrição:	Capacidade instalada da central hidrelétrica antes da implementação da atividade do projeto.
Fonte do dado usada:	Local do projeto
Valor aplicado:	0
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	A metodologia à qual este valor deve ser aplicado ou novas centrais hidrelétricas.
Comentário:	

Dado / Parâmetro:	A_{BL}
Unidade do dado:	m^2
Descrição:	Área do reservatório medida na superfície da água, antes da implementação da atividade do projeto.
Fonte do dado usada:	Local do projeto
Valor aplicado:	0
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	A metodologia à qual este valor deve ser aplicado ou novas centrais hidrelétricas.
Comentário:	

Dado / Parâmetro:	EF_y
Unidade do dado:	tCO_2/MWh
Descrição:	Fator de emissão de CO_2 da rede
Fonte do dado usada:	ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico)
Valor aplicado:	0,2611 tCO_2/MWh
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	O fator de emissão da linha de base (EF_y) é calculado como uma margem combinada (CM), que consiste na combinação dos fatores de margem de operação (OM) e margem de construção (BM). Os cálculos desta margem combinada foram feitos com base nos dados de fontes oficiais (Operador Nacional do Sistema Elétrico para os dados de geração de energia; decisão do CE relativa às informações de eficiência termodinâmica de energia por tipo de combustível) com nível muito baixo de incerteza e disponibilizados ao público. Dados ex-ante calculados e monitorados na validação.
Comentário:	

Dado / Parâmetro:	$EF_{OM,y}$
Unidade do dado:	tCO_2/MWh
Descrição:	Fator de emissão da Margem de Operação de CO_2 da rede



Fonte do dado usada:	Dados fornecidos pelo ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico). Cálculos de acordo com a metodologia aprovada – ACM0002
Valor aplicado:	0,4349 tCO ₂ /MWh
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	Dados ex-ante calculados e monitorados na validação
Comentário:	

Dado / Parâmetro:	EF_{BM,y}
Unidade do dado:	tCO ₂ /MWh
Descrição:	Fator de emissão da Margem de Construção de CO ₂ da rede
Fonte do dado usada:	Dados fornecidos pelo ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico). Cálculos de acordo com a metodologia aprovada – ACM0002
Valor aplicado:	0,0872 tCO ₂ /MWh
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	Dados ex-ante calculados e monitorados na validação
Comentário:	

Dado / Parâmetro:	λ_y
Unidade do dado:	
Descrição:	Fração de tempo durante a qual os recursos de baixo custo/inflexíveis ficam na margem
Fonte do dado usada:	Dados fornecidos pelo ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico). Cálculos de acordo com a metodologia aprovada – ACM0002
Valor aplicado:	$\lambda_{2003}=0,5312$, $\lambda_{2004}=0,5055$, $\lambda_{2005}=0,5130$
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	Dados ex-ante calculados e monitorados na validação
Comentário:	

Dado / Parâmetro:	$F_{i,y}$
Unidade do dado:	Massa de volume
Descrição:	Quantidade de combustível fóssil consumida por cada central
Fonte do dado usada:	Estatísticas locais mais recentes
Valor aplicado:	Grande quantidade de dados (dados individuais/parâmetro para cada central elétrica). Os dados usados nos cálculos são apresentados nas planilhas anexas ao DCP.
Justificativa da escolha	Dados oficiais disponíveis para o público. Dados ex-ante calculados e



do dado ou descrição dos métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	monitorados na validação
Comentário:	

Dado / Parâmetro:	$GEN_{i/k/n,y}$
Unidade do dado:	MWh/a
Descrição:	Geração de eletricidade de cada central
Fonte do dado usada:	Estatísticas locais mais recentes
Valor aplicado:	Grande quantidade de dados (dados individuais/parâmetro para cada central elétrica). Os dados usados nos cálculos são apresentados nas planilhas anexas ao DCP.
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	Dados oficiais disponíveis para o público. Dados ex-ante calculados e monitorados na validação
Comentário:	

Dado / Parâmetro:	$GEj_{i/k/l,y}$ IMPORTS
Unidade do dado:	MWh
Descrição:	Quantidade de importações de eletricidade para o sistema elétrico do projeto
Fonte do dado usada:	Estatísticas locais mais recentes
Valor aplicado:	Grande quantidade de dados (dados individuais/parâmetro para cada central elétrica). Os dados usados nos cálculos são apresentados nas planilhas anexas ao DCP.
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	Dados oficiais disponíveis para o público. Dados ex-ante calculados e monitorados na validação
Comentário:	

Dado / Parâmetro:	$COEF_{ij,y}$
Unidade do dado:	tCO ₂ / unidade de massa ou volume
Descrição:	Coefficiente de emissão de CO ₂ de combustíveis usados em sistemas elétricos interligados
Fonte do dado usada:	Obtidos do Painel Intergovernamental sobre Mudança de Clima (Intergovernmental Panel on Climate Change, IPCC), da Agência Internacional de Energia (International Energy Agency, IEA) e da Organização para a Cooperação e o Desenvolvimento Econômico (Organisation for Economic Co-operation and Development, OECD).
Valor aplicado:	Grande quantidade de dados. Os dados usados nos cálculos são apresentados nas planilhas anexas ao DCP.
Justificativa da escolha	Dados oficiais disponíveis para o público. Dados ex-ante calculados e



do dado ou descrição dos métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	monitorados na validação
Comentário:	

Dado / Parâmetro:	$COEF_i$
Unidade do dado:	tCO ₂ / unidade de massa ou volume
Descrição:	Coeficiente de emissão de CO ₂ de cada tipo de combustível
Fonte do dado usada:	Obtidos do Painel Intergovernamental sobre Mudança de Clima (Intergovernmental Panel on Climate Change, IPCC), da Agência Internacional de Energia (International Energy Agency, IEA) e da Organização para a Cooperação e o Desenvolvimento Econômico (Organisation for Economic Co-operation and Development, OECD).
Valor aplicado:	Grande quantidade de dados, valores individuais para cada central da rede, dados não processados disponíveis para validação.
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	Dados oficiais disponíveis para o público. Os dados padrão e as estatísticas dos documentos são usados para verificar os dados locais. Dados ex-ante calculados e monitorados na validação
Comentário:	

Dado / Parâmetro:	<i>Nome da planta</i>
Unidade do dado:	Texto
Descrição:	Identificação da fonte de energia/planta para OM
Fonte do dado usada:	Obtidos do ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico)
Valor aplicado:	Grande quantidade de dados. Os dados usados nos cálculos são apresentados nas planilhas anexas ao DCP.
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	Dados ex-ante calculados e monitorados na validação
Comentário:	

Dado / Parâmetro:	<i>Nome da planta</i>
Unidade do dado:	Texto
Descrição:	Identificação da fonte de energia/planta para BM
Fonte do dado usada:	Obtidos do ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico)
Valor aplicado:	Grande quantidade de dados. Os dados usados nos cálculos são apresentados nas planilhas anexas ao DCP.
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos e procedimentos de	Dados ex-ante calculados e monitorados na validação



medição realmente aplicados:	
Comentário:	

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

De acordo com a metodologia aprovada selecionada (ACM0002, 2007) e com a ferramenta metodológica para determinar o fator de emissão de CO₂ para o deslocamento de eletricidade gerado pelas centrais em um sistema elétrico, o fator de emissão da linha de base (EF_y) é obtido calculando a “margem de operação” (OM) e a “margem de construção” (BM) assim como a “margem combinada” (CM). A margem de operação se refere a um grupo de centrais que reflete as centrais existentes cuja geração de eletricidade seria afetada pela atividade do projeto de MDL proposta. A margem de construção se refere a um grupo de unidades geradoras que reflete o tipo de unidade geradora cuja construção seria afetada pela atividade do projeto de MDL proposta.

De acordo com a metodologia aprovada selecionada (ACM0002, 2007) e com a ferramenta metodológica (2007), os participantes do projeto devem aplicar os seguintes seis passos ao cálculo da linha de base:

PASSO 1 - Identificar o sistema de energia elétrica relevante.

PASSO 2 - Selecionar um método da margem de operação (OM).

PASSO 3 - Calcular o fator de emissão da margem de operação de acordo com o método selecionado.

PASSO 4 - Identificar o grupo de unidades geradoras que devem ser incluídas na margem de construção (BM).

PASSO 5 - Calcular o fator de emissão da margem de construção.

PASSO 6 - Calcular o fator de emissão da margem combinada (CM).

Com o objetivo de determinar os fatores de emissão da eletricidade, o sistema elétrico do projeto é definido pela extensão espacial das centrais que estão fisicamente interligadas através de linhas de transmissão e distribuição à atividade do projeto (p.ex. a localização da central renovável ou dos consumidores onde a eletricidade é usada) e que podem ser despachadas sem restrições significativas de transmissão.

De modo semelhante, um sistema elétrico interligado (por exemplo, nacional ou internacional) é definido como sendo um sistema elétrico interligado por linhas de transmissão ao sistema elétrico do projeto. As centrais no sistema elétrico interligado podem ser despachadas sem restrições significativas na transmissão, mas a transmissão para o sistema elétrico do projeto apresenta uma restrição significativa na transmissão.

Embora a AND do país anfitrião tenha publicado um delineamento do sistema elétrico interligado, a AND brasileira autorizou os participantes do projeto a utilizar o delineamento anterior usado para o Projeto Salto, considerando que esse projeto foi enviado à AND antes da publicação de sua decisão.

Para a atividade do projeto proposta, o sistema elétrico do Brasil é geograficamente dividido em cinco macrorregiões: Sul (S), Sudeste (SE), Centro-Oeste (CO), Norte (N) e Nordeste (NE). Com relação ao



sistema elétrico, as cinco macrorregiões do país são alimentadas por dois sistemas elétricos distintos. O maior sistema de transmissão de eletricidade interligado, que inclui as regiões Sudeste, Sul e Centro-Oeste, é responsável por mais de 70% do total da capacidade instalada no Brasil. Ele inclui a central hidrelétrica de Itaipu e as duas únicas usinas nucleares atualmente em operação no Brasil: Angra I (657 MW) e Angra II (1.309 MW). O segundo sistema interligado nacional conecta as regiões Norte e Nordeste, sendo responsável por mais de 25% do total da capacidade instalada brasileira. Um sistema menor inclui redes pequenas independentes, isoladas em termos de energia elétrica, em sua maioria na região norte. Esses sistemas isolados eram responsáveis por menos de 5%, e têm como base principalmente centrais termelétricas (SIESE, 2002).

As centrais serão integradas ao sistema elétrico interligado sul/sudeste/centro-oeste.

Mais informações com relação aos procedimentos para cálculos da linha de base podem ser obtidos no Anexo 3.

- **PASSO 2** - Selecionar um método da margem de operação (OM)

O cálculo do fator de emissão da margem de operação (EF_{grid,OM,y}) baseia-se em um dos seguintes métodos:

- (a) OM simples ou
- (b) OM simples ajustada ou
- (c) OM da análise dos dados de despacho ou
- (d) OM média.

A margem de operação da análise dos dados de despacho deve ser a primeira escolha metodológica. Uma vez que o operador nacional do sistema elétrico brasileiro não forneceu dados suficientes, a opção não está atualmente disponível. A margem de operação simples poderá ser utilizada somente quando os recursos de baixo custo/inflexíveis⁹ constituírem menos de 50% da geração total da rede: 1) na média dos 5 últimos anos ou 2) com base nos valores normais de longo prazo para produção de energia hidrelétrica. A Tabela 5 mostra a participação da energia hidrelétrica em relação à produção elétrica total para o sistema brasileiro interligado S-SE-CO. Porém, os resultados indicam que a margem de operação simples não se aplica ao Projeto.

Ano	Participação de energia hidrelétrica (%)
2002	88,9%
2003	90,7%
2004	86,9%
2005	88,2%
2006	86,1%

Tabela 5 – Participação da produção de energia hidrelétrica no sistema interligado S-SE-CO brasileiro, de 2002 a 2006 (ONS, 2007)

⁹ Baixos custos de operação e recursos inflexíveis normalmente incluem geração hídrica, geotérmica, eólica, de biomassa de baixo custo, nuclear e solar (ACM0002, 2007).



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

PASSO 3 - Calcular o fator de emissão da margem de operação de acordo com o método selecionado

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

$$EF_{OM, simple-adjusted,y} = (1 - \lambda_y) \frac{\sum_{i,j} F_{i,j,y} \cdot COEF_{i,j}}{\sum_j GEN_{j,y}} + \lambda_y \cdot \frac{\sum F_{i,k,y} \cdot COEF_{i,k}}{\sum_k GEN_{k,y}} \quad \text{Equação 5}$$

Onde:

- λ_y é a proporção de horas no ano y (em %) para a qual as fontes de baixo custo/inflexíveis estão na margem,
- $\sum_{i,j} F_{i,j,y}$ é o total de combustível i (em unidade de massa ou volume) consumido por fontes relevantes de energia j (análogo para fontes k) em ano(s) y ,
- $COEF_{i,j}$ é o coeficiente de CO_2 e de combustível i (tCO_2e / unidade de massa ou volume de combustível), levando em conta o potencial de emissão de dióxido de carbono equivalente dos combustíveis usados por fontes relevantes de energia j (análogo para fontes k) e a oxidação percentual do combustível em ano(s) y e
- $\sum_j GEN_{j,y}$ é a eletricidade (MWh) alimentada na rede pela fonte j (análogo para fontes k).

Os números mais recentes do sistema interligado S-SE-CO foram obtidos do *Operador Nacional do Sistema Elétrico* (ONS), na forma de relatórios diários consolidados (ONS-ADO, 2004). Foram considerados os dados de 121 centrais elétricas, abrangendo uma capacidade instalada de 63,6 GW e geração de eletricidade de cerca de 828 TWh durante o período de três anos. Com os números do ONS, a Equação 5 é calculada, como descrito a seguir:

$$EF_{OM,y} = \frac{\sum_{i,j} F_{i,j,y} \cdot COEF_{i,j}}{\sum_j GEN_{j,y}} \quad \text{Equação 6}$$

Onde:



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

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

$$EF_{OM-non,y} = \frac{\sum_{i,k} F_{i,k,y} \cdot COEF_{i,k}}{\sum_k GEN_{j,k}} \quad \text{Equação 7}$$

Onde:

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

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

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

$$F_{i,k,y} = \frac{GEN_{i,k,y} \cdot 3,6 \times 10^{-6}}{\eta_{i,k,y} \cdot NCV_i} \quad \text{Equação 8}$$

$$COEF_{i,k} = NCV_i \cdot EF_{CO2,i} \cdot 44/12 \cdot OXID_i \quad \text{Equação 9}$$

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

Onde a variável e os parâmetros usados são:

- $\sum_{i,j} F_{i,j,y}$ é fornecido em [kg], $COEF_{i,j}$ em [tCO₂e/kg] e $F_{i,k,y} \cdot COEF_{i,k}$ em [tCO₂e]
- $GEN_{i,k,y}$ é a geração de eletricidade para a central k , com combustível i , no ano y , obtida do banco de dados do ONS, em MWh
- $EF_{CO2,i}$ é o fator de emissão para o combustível i , obtido das Diretrizes Revisadas de 1996 do Painel Intergovernamental sobre Mudança de Clima (IPCC) para Inventários Nacionais de Gases de Efeito Estufa, em tC/TJ.

- $OXID_i$ é o fator de oxidação para o combustível i , obtido de Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories [Diretrizes Revisadas de 1996 para Inventários Nacionais de Gases de Efeito Estufa], em %.
- 44/12 é o fator de conversão de carbono de tC para tCO₂.
- $3,6 \times 10^{-6}$ é o fator de conversão de energia, de MWh para TJ.
- $\eta_{i,k,y}$ é a eficiência térmica da central k , operando com combustível i , no ano y , obtida de Bosi et al. (2002).
- NCV_i é o poder calorífico inferior do combustível i [TJ/kg].

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

Os λ_y fatores são calculados como indicado na metodologia ACM0002, com dados obtidos do banco de dados do ONS. As Figuras 6, 7 e 8 apresentam as curvas de duração da carga e λ_y os cálculos para os anos de 2003, 2004 e 2005, respectivamente.

Os resultados dos anos 2003, 2004 e 2005 são apresentados na Tabela 6.

Ano	$\frac{\sum_{i,k} F_{i,k,y} \cdot COEF_{i,k}}{\sum_k GEN_{k,y}}$ [tCO ₂ /MWh]	λ_y [%]
2003	0,9823	0,5312
2004	0,9163	0,5055
2005	0,8086	0,5130

Tabela 6 - Proporção de horas no ano y (em %) para a qual as fontes de baixo custo/inflexíveis estão na margem no sistema S-SE-CO para o período de 2003 a 2005 (ONS-ADO, 2006).

Com os números do ONS, o primeiro passo foi calcular os fatores lambda e os fatores de emissão para a margem de operação simples. Os valores obtidos podem ser vistos na Tabela 6, na Figura 6, na Figura 7 e na Figura 8.

Finalmente, aplicando os números obtidos para calcular $EF_{OM,simples-ajustada,2003-2005}$ como a média ponderada de $EF_{OM,simples-ajustada,2003}$, $EF_{OM,simples-ajustada,2004}$ e $EF_{OM,simples-ajustada,2005}$ e λ_y à Equação 1:

$$EF_{OM,simple-adjusted,2003-2005} = 0,4349 \text{ tCO}_2\text{e/MWh.}$$

PASSO 4 - Identificar o grupo de unidades geradoras que deve ser incluído na margem de construção (BM)

O grupo de amostra de unidades geradoras m usado para calcular a margem de construção consiste em:



- (a) O conjunto das cinco unidades geradoras que foi construído mais recentemente ou
- (b) O conjunto das adições de capacidade elétrica no sistema elétrico que abrange 20% da geração do sistema (em MWh) e que foi construído mais recentemente.

Os participantes do projeto usam estas duas opções, que abrangem a maior geração anual.

• **PASSO 5** – Calcular o fator de emissão da margem de construção ($EF_{BM,y}$)

O fator de emissão da margem de construção é o fator de emissão médio ponderado pela geração (tCO_2/MWh) de todas as unidades geradoras m durante o ano mais recente y para o qual os dados da geração de energia elétrica estão disponíveis, calculado como a seguir:

$$EF_{BM,y} = \frac{\sum_{i,m} F_{i,m,y} \cdot COEF_{i,m}}{\sum_m GEN_{m,y}} \quad \text{Equação 11}$$

Aplicando os dados do Operador Nacional do Sistema Elétrico à Equação 2:

$$EF_{BM,2005} = 0,0872 \text{ tCO}_2\text{e/MWh.}$$

• **STEP 6** – Calcular o fator de emissão da margem combinada (CM) EF_y .

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

$$EF_y = w_{OM} \cdot EF_{OM,y} + w_{BM} \cdot EF_{BM,y} \quad \text{Equação 12}$$

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

$$EF_y = 0,5 \times 0,4349 + 0,5 \times 0,0872$$

$$\bullet \quad EF_y = 0,2611 \text{ tCO}_2\text{e/MWh.}$$

As emissões de linha de base são calculadas utilizando-se a geração anual (eletricidade anual despachada à rede) vezes a taxa de emissão média de CO_2 da linha de base estimada, conforme:

Geração de energia de projeto monitorada	(MWh)	(A)	
Fator da taxa de emissão da linha de base		(tCO_2/MWh)	(B)
(A) x (B)	(tCO_2)		

As reduções de emissões pela atividade do projeto (ER_y) durante um determinado ano y são o produto do fator de emissões da linha de base (EF_y , em tCO_2e/MWh) multiplicado pela eletricidade fornecida pelo projeto à rede (EG_y , em MWh), como a seguir:



$$ER_y = EF_y \cdot EG_y \quad \text{Equação 13}$$

De acordo com a ACM0002, versão 7, novos projetos de hidrelétricas com reservatórios devem considerar as emissões do projeto, estimadas da seguinte forma:

a) se a densidade de potência do projeto for maior que 4W/m² e menor ou igual a 10W/m²:

$$PE_y = \frac{EF_{Res} \cdot EG_y}{1000}$$

where,

PE_y	Emission from reservoir expressed as tCO ₂ e/year
EF_{Res}	is the default emission factor for emissions from reservoirs, and the default value as per EB23 is 90 Kg CO ₂ e /MWh.
EG_y	Electricity produced by the hydro electric power project in year y, in MWh

b) Se a densidade de potência do projeto for maior que 10 W/ m², $PE_y = 0$.

Densidade de potência = potência instalada/área do reservatório

Potência instalada = 19 MW

Área do reservatório: 0,79 km²

Densidade de potência = 24,05 W/m² ou 24,05 MW/ km²

A densidade de potência é maior que 10 W/ m², então $PE_y = 0$

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

Anos	Estimativa de emissões da atividade do projeto (toneladas de CO ₂ e)	Estimativa de emissões da linha de base (toneladas de CO ₂ e)	Estimativa de fugas (toneladas de CO ₂ e)	Estimativa de reduções de emissões (toneladas de CO ₂ e)
Ano 1 - (2009)*	0,0	15.564	0,0	15.564
Ano 2 - (2010)	0,0	31.128	0,0	31.128
Ano 3 - (2011)	0,0	31.128	0,0	31.128
Ano 4 - (2012)	0,0	31.128	0,0	31.128
Ano 5 - (2013)	0,0	31.128	0,0	31.128
Ano 6 - (2014)	0,0	31.128	0,0	31.128
Ano 7 - (2015)	0,0	31.128	0,0	31.128
Ano 8 - (2016)**	0,0	15.564	0,0	15.564
Total (toneladas de CO₂e)	0,0	217.896	0,0	217.896

*início em 1º de julho

**até 30 de junho

Tabela 7: Estimativa total de reduções em tCO₂do projeto

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

De acordo com os procedimentos definidos pela “Metodologia consolidada aprovada de monitoramento ACM0002” – “Metodologia consolidada de monitoramento para geração de eletricidade interligada à rede com emissões zero a partir de fontes renováveis”, Versão 7 (2007).

O projeto irá prosseguir com as medidas necessárias para monitoramento e controle da energia. Junto com as informações produzidas pela ANEEL e pelo ONS, será possível monitorar a geração de energia do projeto e o mix de energia da rede. Além disso, as informações sobre geração de energia e energia fornecida para a rede são controladas pela CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica). A CCEE viabiliza e regula a comercialização de energia elétrica.

Haverá dois medidores de energia (principal e de reserva) especificados pela CCEE e a CCEE exige que esses medidores sejam calibrados por uma entidade credenciada pela Rede Brasileira de Calibração (RBC) antes que as operações sejam iniciadas. As medições serão controladas em tempo real pelo Centro de Operações e Gerenciamento do Sistema (COGS) em Curitiba. Os dados de medição serão comparados entre os medidores, de forma que seja possível detectar quaisquer problemas. Se houver algum problema, será colocado em ação o pessoal da planta.

Um relatório de medição será assinado mensalmente pela PCH e enviado à CCEE para aprovação. Após a aprovação, será emitida uma fatura de venda pela CCEE. Quando os dados forem enviados para verificação, a PCH fornecerá todos os mapas de medição.

A Salto Jauru Energética S/A será responsável pela calibração (a cada 2 anos) e manutenção dos equipamentos de monitoramento, pelo tratamento de possíveis incertezas e ajustes de dados de monitoramento, pela análise dos resultados/dados relatados, por auditorias internas de conformidade dos projetos de GEE com exigências operacionais e pelas ações corretivas.

A Brascan Energética é responsável pelo gerenciamento do projeto e também pela organização e pelo treinamento da equipe nas técnicas adequadas de monitoramento, medição e elaboração de relatórios. Além disso, a Brascan Energética está preparando um manual de operação, manutenção e emergência. Os técnicos serão treinados em montagem e inicialização.

A ANEEL poderá visitar a planta para inspecionar a operação e a manutenção das instalações.

A Salto Jauru Energética S.A., a empresa que controla a PCH Salto, contratou empresas especializadas para executar seus programas ambientais. Após o início das operações comerciais, a renovação das áreas degradadas e das áreas de preservação permanente será feita de acordo com as normas das agências ambientais, através de uma equipe de especialistas ambientais, que também irá monitorar a conformidade às normas das agências ambientais. Os estudos realizados durante a fase de projeto das atividades do projeto mostraram os impactos ambientais e a interferência no desenvolvimento social na região da planta, indicando as medidas de mitigação a serem adotadas durante a fase de construção. Essas medidas estão sendo rigorosamente tomadas. Os dados sobre o impacto ambiental estão sendo arquivados pela PCH e pelas agências ambientais.

Foi aprovado um plano ambiental específico que envolve diferentes programas:

- Programa de monitoramento da qualidade da água;
- Programa de monitoramento de hidrossedimentos e de nível de água;
- Programa de monitoramento de erosão;



- Programa de monitoramento de estradas e de estradas locais;
- Programa de recuperação de áreas degradadas;
- Programas de desflorestamento e de limpeza de reservatórios;
- Programa de comunicação social e educação ambiental;
- Programa de comunicação ambiental;
- Programa de controle de endemias.

Além disso, a Salto Jauru Energética S/A tem um compromisso com a comunidade e implementará programas ambientais e sociais não apenas para atender a normas ambientais como: programa de reciclagem de materiais, programa de monitoramento da fauna terrestre e aquática, programa de resgate de fauna e flora, entre outros. Além disso, a PCH Salto está trabalhando para a ISO 14000 – realização de gestão ambiental.

B.7.1 Dados e parâmetros monitorados:

Os dados monitorados e exigidos para verificação e emissão serão mantidos por dois anos após o final do período de obtenção de créditos ou da última emissão de RCEs para esta atividade do projeto, o que ocorrer por último. Os parâmetros para o cálculo das reduções de emissões foram escolhidos ex-ante (veja a Seção B.6.2).

Dado / Parâmetro:	Geração da eletricidade do projeto alimentada na rede (EGy)
Unidade do dado:	MWh
Descrição:	Medição da energia interligada à rede e relatório anual de geração de energia
Fonte do dado a ser usada:	Medidor de energia e recibo de compra de eletricidade
Valor do dado aplicado para fins de cálculo das reduções de emissões esperadas na seção B.5	119.219 MWh/ano
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	n/a
Procedimentos de GQ/CQ a serem aplicados:	Os procedimentos de GQ/CQ para medição de energia são explicados no Anexo 4 (os equipamentos usados possuem nível de incerteza extremamente baixo por exigência legal). Medidos e monitorados anualmente.
Comentário:	

Dado / Parâmetro:	TEGy
Unidade do dado:	MWh
Descrição:	Eletricidade total produzida pela atividade do projeto, incluindo a eletricidade fornecida para a rede e a eletricidade fornecida para as cargas internas, no ano y.
Fonte do dado a ser usada:	Medidor de energia ou controles internos e nota fiscal de compra de eletricidade do Patrocinador do Projeto, ou evidências obtidas da CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, entidade governamental brasileira que monitora a eletricidade na rede interligada nacional.
Valor do dado aplicado para fins de cálculo das	119.837 MWh/ano



reduções de emissões esperadas na seção B.5	
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	n/a
Procedimentos de GQ/CQ a serem aplicados:	Os procedimentos de GQ/CQ para medição de energia são explicados no Anexo 4 (os equipamentos usados possuem nível de incerteza extremamente baixo por exigência legal). Medição horária e registro mensal.
Comentário:	Os dados serão arquivados nos formatos eletrônico e impresso.

Dado / Parâmetro:	Cap_{PJ}
Unidade do dado:	W
Descrição:	Capacidade instalada da central hidrelétrica após a implementação da atividade do projeto.
Fonte do dado a ser usada:	Dados oficiais.
Valor do dado aplicado para fins de cálculo das reduções de emissões esperadas na seção B.5	Determinação da capacidade instalada com base em normas reconhecidas.
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	n/a
Procedimentos de GQ/CQ a serem aplicados:	Anual
Comentário:	Os dados serão arquivados em formato impresso.

Dado / Parâmetro:	A_{PJ}
Unidade do dado:	m^2
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:	Dados oficiais.
Valor do dado aplicado para fins de cálculo das reduções de emissões esperadas na seção B.5	Medição feita a partir de levantamentos topográficos, mapas, fotos de satélite etc.
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	n/a
Procedimentos de GQ/CQ a serem aplicados:	Anual
Comentário:	Os dados serão arquivados em formato impresso.

**B.7.2 Descrição do plano de monitoramento:****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)**

A data da conclusão da aplicação da seção da linha de base e da metodologia de monitoramento (DD/MM/AAAA): 09/01/2007.

Ecoinv Global Ltda.
Rua Padre João Manoel, 222
01411-000 São Paulo – SP
Brasil

Ricardo Esparta
Ricardo.esparta@ecoinv.com.br
Telefone: +55 (11) 3063-9068
Fax: +55 (11) 3063-9069

A Ecoinv Global Ltda. é a consultora do projeto e também participante 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:**

(DD/MM/AAAA) 20/12/2005.

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

35a-0m

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:**

01/07/2009 (DD/MM/AAAA) ou na data do registro da atividade do projeto de MDL, o que ocorrer mais tarde.

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

7a-0m

**C.2.2. Período de obtenção de créditos fixo:****C.2.2.1. Data de início:**

Não se aplica.

C.2.2.2. Duração:

Não se aplica.

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

No Brasil, é exigido que o patrocinador de qualquer projeto que envolva a construção, instalação, expansão ou operação de qualquer atividade poluente ou potencialmente poluente ou de qualquer outra atividade que possa ocasionar degradação ambiental obtenha uma série de permissões da agência ambiental pertinente (federal e/ou local, dependendo do projeto).

O impacto ambiental do Projeto é considerado pequeno pela definição de pequenas centrais hidrelétricas do país anfitrião. Por definição legal da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), Resolução nº 652, 9 de dezembro de 2003, pequenas hidrelétricas no Brasil devem ter capacidade instalada superior a 1 MW, porém não acima de 30 MW e uma área de reservatório inferior a 3 km² ou, se a área estiver entre 3 km² e 13 km², elas devem ter impacto ambiental mínimo.

Embora os projetos de pequenas hidrelétricas tenham impactos ambientais reduzidos devido ao menor tamanho das represas e dos reservatórios, os patrocinadores do projeto devem obter todas as licenças exigidas pelas normas ambientais brasileiras (Resolução do CONAMA - *Conselho Nacional do Meio Ambiente*) n° 237/97):

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

O processo de permissões ambientais é de natureza administrativa e foi implementado pela Política Nacional do Meio Ambiente, estabelecida pela Lei nº 6938 de 31 de outubro de 1981. Além disso, outras normas e leis foram emitidas pelo CONAMA e pelas agências estaduais locais.

Para obter todas as licenças ambientais, os projetos de pequenas hidrelétricas devem mitigar os seguintes impactos:

- Inundação de terras indígenas e áreas históricas quilombolas – a autorização para isso depende de resolução do Congresso Nacional;



- Inundação de áreas de preservação ambiental, legalmente definidas como Parques Nacionais e Unidades de Conservação;
- Inundação de áreas urbanas ou de comunidades rurais;
- Reservatórios onde ocorrerá expansão urbana no futuro;
- Eliminação de patrimônio natural;
- Perdas expressivas provenientes de outras utilizações de água;
- Inundação de áreas históricas protegidas; e
- Inundação de cemitérios e de outros locais sagrados.

O processo começa com uma análise prévia (estudos preliminares) feitos pelo departamento de meio ambiente local. Depois disso, se o projeto for considerado ambientalmente viável, os patrocinadores têm que preparar a avaliação ambiental, que é composta basicamente pelas seguintes informações:

- Razões para a implementação do projeto;
- Descrição do projeto, inclusive informações relativas ao reservatório;
- Diagnóstico Ambiental Preliminar, mencionando os principais aspectos bióticos e antrópicos;
- Estimativa preliminar dos impactos do projeto; e
- Possíveis medidas mitigatórias e programas ambientais.

O resultado dessas avaliações é a licença prévia (LP), que reflete o entendimento positivo da agência ambiental local sobre os conceitos ambientais do projeto.

Para obter a licença de instalação (LI) é necessário apresentar (a) informações adicionais sobre a avaliação anterior; (b) uma nova avaliação simplificada; ou (c) o Projeto Básico Ambiental, conforme resolução da agência ambiental informada na LP.

A licença de operação (LO) é um resultado de testes pré-operacionais durante a fase de construção, realizados para verificar se todas as exigências feitas pela agência ambiental local foram completadas.

Foi utilizada outra diretriz para avaliar o projeto em relação à sustentabilidade ambiental, às exigências do governo brasileiro para obter a carta de aprovação. Os resultados das avaliações são:

A planta possui as licenças preliminares e de construção emitidas pela agência ambiental de Mato Grosso, FEMA (*Fundação Estadual do Meio Ambiente do Estado de Mato Grosso*). Sendo assim, o projeto não implica em impactos ambientais transfronteiriços negativos, caso contrário, as licenças não seriam emitidas.

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

A crescente preocupação global com o uso sustentável de recursos está levando à exigência de práticas mais sensíveis de gerenciamento ambiental. Cada vez mais, isso está se refletindo na legislação e nas políticas dos países. No Brasil, a situação não é diferente; as políticas de processos de licenciamento e as regras ambientais são muito exigentes, de acordo com as melhores práticas internacionais.

Os impactos ambientais do Projeto são considerados pequenos pela definição de pequenas hidrelétricas do



país anfitrião. Por definição legal da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), Resolução nº 652, 9 de dezembro de 2003, pequenas hidrelétricas no Brasil devem ter capacidade instalada superior a 1 MW, porém não acima de 30 MW e uma área de reservatório inferior a 3 km² ou, se a área estiver entre 3 km² e 13 km², elas devem ter impacto ambiental mínimo. A PCH Salto tem 19 MW e seu reservatório tem 0,79 km².

A planta possui as licenças preliminares e de construção. As licenças preliminares foram emitidas pela agência ambiental de Mato Grosso, a FEMA (*Fundação Estadual do Meio Ambiente do Estado de Mato Grosso*). Todas as licenças para o projeto estão disponíveis para consulta mediante solicitação, assim como os estudos ambientais.

O projeto foi considerado de baixo impacto ambiental. Foi aprovado um plano ambiental específico que envolve diferentes programas:

- Programa de monitoramento da qualidade da água;
- Programa de monitoramento de hidrossedimentos e de nível de água;
- Programa de monitoramento de erosão;
- Programa de monitoramento de estradas e de estradas locais;
- Programa de recuperação de áreas degradadas;
- Programas de desflorestamento e de limpeza de reservatórios;
- Programa de comunicação social e educação ambiental;
- Programa de comunicação ambiental;
- Programa de controle de endemias.

SEÇÃO E. Comentários dos atores

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

A Autoridade Nacional Designada brasileira, “*Comissão Interministerial de Mudanças Globais do Clima*”, solicita comentários dos atores locais e o relatório de validação emitido por uma EOD autorizada de acordo com a Resolução nº 1, emitida em 11 de setembro de 2003, para fornecer a carta de aprovação.

A Resolução determina cópias das solicitações de comentários enviadas pelos proponentes de projetos pelo menos aos seguintes agentes envolvidos e afetados pelas atividades do projeto:

- o Governos municipais e Câmaras de Vereadores;
- o Agências ambientais do estado e do município;
- o Fórum Brasileiro de ONGs e Movimentos Sociais para Meio Ambiente e Desenvolvimento;
- o Associações comunitárias;
- o Procurador Público do Estado para o Interesse Público;

Foram enviadas cartas-convite para os seguintes agentes (as cópias das cartas e a confirmação do correio da comunicação de recebimento estão disponíveis mediante solicitação):

- *Prefeitura de Jauru e Indiavaí*



- *Câmara Municipal de Jauru e Indiavaí*
- *Secretaria do Meio Ambiente de Jauru e Indiavaí*
(Agência ambiental de Jauru e Indiavaí)
- *Associação Comunitária de Jauru e Indiavaí*
- *FEMA – Fundação Estadual do Meio Ambiente de Mato Grosso*
(Agência ambiental de Mato Grosso)
- *Ministério Público de Mato Grosso*
(Procurador Público para o Interesse Público do Estado de Mato Grosso)
- *Fórum Brasileiro de ONGs e Movimentos Sociais para o Desenvolvimento e Meio Ambiente*

Paralelamente às cartas enviadas, o DCP do projeto foi disponibilizado ao público para receber comentários duas vezes durante o processo de comentário público internacional na Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima.

O primeiro processo de comentário público internacional foi realizado de 2 a 31 de março de 2007 e somente um comentário foi recebido do FBOMS (Fórum Brasileiro de ONGs e Movimentos Sociais para o Meio Ambiente e o Desenvolvimento).

Considerando que o projeto foi atrasado por quase um ano por causa da decisão da AND brasileira com relação ao cálculo do fator de emissão, a versão da metodologia expirou e os participantes do projeto tiveram que publicar o DCP novamente. O segundo processo de comentário público internacional foi realizado de 18 de setembro a 17 de outubro de 2008. O projeto recebeu três comentários da Pacific Hydro.

Todos os comentários recebidos estão descritos na seção E.2. deste DCP.

E.2. Síntese dos comentários recebidos:

Primeiro processo de comentário público internacional: 2 a 31 de março de 2007

Comentário 1: *O Fórum Brasileiro de ONGs e Movimentos Sociais para o Meio Ambiente e o Desenvolvimento - FBOMS* sugeriu o uso da ferramenta Gold Standard ou ferramentas semelhantes.

Segundo processo de comentário público internacional: 18 de setembro a 17 de outubro de 2008

Comentário 2: Michael Brown, da Pacific Hydro, comentou que, de acordo com a orientação recente do CE, a utilização das taxas internas de atratividade do proprietário do projeto não é aceitável, a menos que satisfaça ao parágrafo 5. Em seguida, o benchmark deve ser feito utilizando taxas do governo, bancos ou o retorno de capital próprio privado necessário em projetos comparáveis, etc. 18,3% sem alavancagem não é suficientemente justificado como não liquidando uma taxa de atratividade e, conseqüentemente, a adicionalidade do projeto não é comprovada.

Comentário 3: Michael Brown, da Pacific Hydro, comentou que as datas relacionadas à decisão de investimento, ao comissionamento e ao processo de comentário público internacional são contrárias ao



novo parecer do CE com relação a ‘antes de 6 meses após a data de início do projeto’. Além disso, Michael Brown mencionou que a linha de base foi aparentemente concluída em agosto de 2006 e, portanto, o projeto parece não se qualificar como uma atividade de MDL.

Comentário 4: Michael Brown, da Pacific Hydro, comentou que as seções B.6 e B.7 estavam incorretas porque a “Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico” não foi usada.

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

Levando em consideração os comentários da Seção E.2, foram tomadas as seguintes ações:

Comentário 1: Os participantes do projeto consideram que as solicitações feitas pelo Governo brasileiro são suficientes para serem usadas como indicadores sustentáveis, que são atendidos por esta atividade do projeto de MDL.

Comentário 2: De acordo com os comentários acima, os participantes do projeto decidiram analisar o DCP (versão 7) para incluir outro benchmark no passo 2 - Análise de investimentos (veja a seção B.5). O custo médio ponderado do capital foi incluído na versão 7 do DCP e foi calculado com base nos parâmetros padrão do mercado, considerando características específicas do tipo de projeto. Portanto, a análise de investimentos do projeto segue a “Ferramenta para demonstração e avaliação de adicionalidade” (versão 5.2).

Comentário 3: De acordo com a Orientação sobre a demonstração e avaliação de consideração anterior do MDL: *"Para atividades do projeto com data de início em 02 de agosto de 2008 ou após essa data, o participante do projeto deve informar à AND da Parte anfitriã e/ou à secretaria da UNFCCC, por escrito, sobre o início da atividade do projeto e sobre sua intenção de buscar status de MDL. Tal notificação deve ser feita em até seis meses da data de início da atividade do projeto. Tal notificação não é necessária se um DCP foi publicado para comentário público internacional ou se uma nova metodologia foi proposta ao Conselho Executivo antes da data de início da atividade do projeto"*.

Considerando a Orientação, o período de seis meses mencionado por Michael está relacionado a atividades do projeto com data de início após 02 de agosto de 2008, o que não é o caso do Projeto Salto. Para atividades do projeto existentes, a Orientação afirma que: *“As atividades do projeto propostas com data de início anterior a 2 de agosto de 2008, para as quais a data de início é anterior à data de publicação do DCP para comentário público internacional, precisam demonstrar que o MDL foi seriamente considerado na decisão de implementar a atividade do projeto”*.

De acordo com a Orientação, todas as evidências para o Projeto Salto foram apresentadas à EOD com relação à consideração do MDL (veja a linha do tempo do projeto e a consideração do MDL na seção B.5 deste DCP).

É importante mencionar que o projeto iniciou o processo de MDL no final de 2006 (set/out), menos de um ano após a data de início do projeto, e foi publicado no processo de comentário público internacional para receber comentários de 02 de março de 2007 a 31 de março de 2007. O projeto foi enviado à AND brasileira em junho de 2007 e, por causa da discussão sobre o cálculo do fator de emissão, o projeto ficou ‘congelado’ por um ano. Então, como a versão da metodologia e das ferramentas expirou, os participantes do projeto precisam analisar o DCP e torná-lo disponível para o público novamente.



Com relação à data de conclusão da aplicação da metodologia de linha de base e monitoramento (seção B.8), o participante do projeto enfatiza que a data mencionada (agosto de 2006) se referia à versão final da seção de linha de base e da metodologia de monitoramento, conforme explicado na seção B.8. No entanto, os participantes do projeto alteraram a data para 9 de janeiro de 2007, quando foi feito o primeiro rascunho da versão 1 do DCP.

Comentário 4: De acordo com o comentário mencionado acima, o DCP foi revisado para apresentar o uso da "Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico" (versão 1.1).

**Anexo 1****INFORMAÇÕES DE CONTATO DOS PARTICIPANTES DA ATIVIDADE DO PROJETO**

Organização:	SAJESA – Salto Jauru Energética S/A
Rua/Caixa Postal:	Rua Padre Anchieta, 1856 – Edifício Parque Bariqui, 5 andar
Edifício:	
Cidade:	Curitiba
Estado/Região:	Paraná
CEP:	80730-000
País:	Brasil
Telefone:	+55 (41) 3331-5468
FAX:	+55 (41) 3331-5463
E-Mail:	jd@brscanenergy.com.br
URL:	
Representado por:	Sr. Julien Dominic Publio Dias
Cargo:	
Forma de tratamento:	Sr.
Sobrenome:	Dias
Nome do meio:	Dominic Publio
Nome:	Julien
Departamento:	
Celular:	+55 (41) 9684-9734
FAX direto:	+55 (41) 3331-5463
Tel. direto:	+55 (41) 3331-5468
E-Mail pessoal:	jd@brscanenergy.com.br



Organização:	Ecoinv Global Ltda.
Rua/Caixa Postal:	Rua Padre João Manoel, 222
Edifício:	
Cidade:	São Paulo
Estado/Região:	São Paulo
CEP:	01411-000
País:	Brasil
Telefone:	+55 (11) 3063-9068
FAX:	+55 (11) 3063-9069
E-Mail:	info@ecoinv.com.br
URL:	www.ecoinv.com.br
Representado por:	Sra. Melissa Sawaya Hirschheimer
Cargo:	
Forma de tratamento:	Sra.
Sobrenome:	Hirschheimer
Nome do meio:	Sawaya
Nome:	Melissa
Departamento:	
Celular:	
FAX direto:	+55 (11) 3063-9069
Tel. direto:	+55 (11) 3063-9068
E-Mail pessoal:	focalpoint@ecoinv.com.br



Anexo 2

INFORMAÇÕES SOBRE FINANCIAMENTO PÚBLICO

Não há financiamento público envolvido no presente projeto.

Este projeto não é um desvio da ODA por um país do Anexo 1.



Anexo 3

INFORMAÇÕES SOBRE A LINHA DE BASE

O sistema elétrico brasileiro (figura 5) tem sido historicamente dividido em dois subsistemas: o norte/nordeste (N-NE) e o sul/sudeste/centro-oeste (S-SE-CO). Isso se deve principalmente à evolução histórica do sistema físico, que foi naturalmente desenvolvido perto dos maiores centros consumidores do país.

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

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

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

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

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

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

Sistema de Transmissão 2001-2003

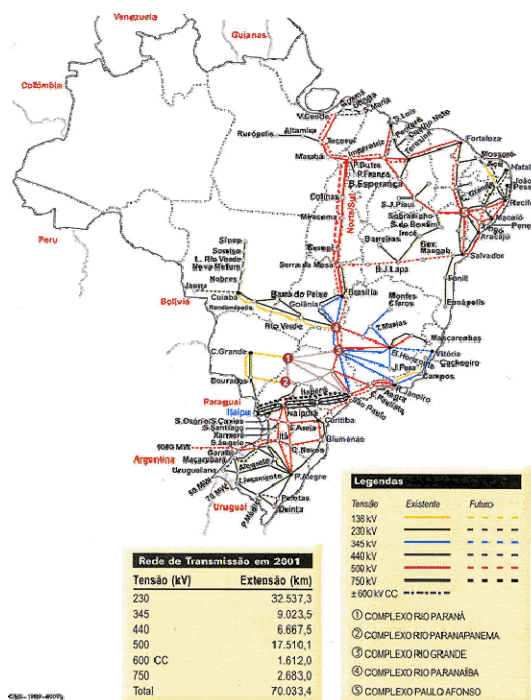


Figura 5 - Sistema interligado brasileiro (Fonte: ONS)

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

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

A metodologia aprovada ACM0002 requer que os proponentes de projetos respondam por “todas as fontes de geração que servem o sistema”. Dessa forma, ao aplicar a metodologia, os proponentes de projeto no Brasil deverão procurar e pesquisar todas as centrais que servem o sistema brasileiro.

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

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

Os proponentes de projetos, discutindo a viabilidade do uso desses dados, concluíram que eram as informações mais adequadas a serem consideradas na determinação do fator de emissão para a rede brasileira. De acordo com a ANEEL, na verdade, as plantas centralizadas/despachadas do ONS responderam por 75.547 MW da capacidade instalada até 31/12/2004, do total de 98.848,5 MW instalado no Brasil até a mesma data (http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Resumo_Gráficos_mai_2005.pdf), que inclui a capacidade disponível em países vizinhos para exportar ao Brasil e plantas de emergência, que somente são despachadas durante períodos de restrições de eletricidade no sistema. Portanto, mesmo que o cálculo do fator de emissão seja feito sem considerar todas as fontes de geração que atendem ao sistema, são considerados cerca de 76,4% da capacidade instalada que atende ao Brasil, o que é uma quantidade razoável quando se considera a dificuldade para obter informações de despacho no Brasil. Além disso, as 23,6% restantes são plantas que não têm seu despacho coordenado pelo ONS, pois: operam com base em contratos de compra e venda de energia que não se encontram sob o controle da autoridade de despacho ou estão localizadas em sistemas não interligados aos quais o ONS não tem acesso. Assim, essa parte não deve ser afetada pelos projetos de MDL, e esse é outro motivo para não as considerar ao determinar o fator de emissão.

Em uma tentativa de incluir todas as fontes de geração, os desenvolvedores de projeto analisaram a opção de pesquisar os dados disponíveis, mas não oficiais, para suprir o hiato existente. A solução encontrada foi o banco de dados da Agência Internacional de Energia criado durante a realização do estudo de Bosi *et al.* (2002). Ao mesclar os dados do ONS com os dados da IEA em uma planilha, os proponentes de projetos puderam considerar todas as fontes de geração interligadas às redes relevantes para determinar o fator de emissão. Descobriu-se que o fator de emissão calculado era mais conservador, ao considerar apenas dados do ONS (Tabela 8).

Ano	<i>EF_{OM} não de baixo custo/inflexível</i> [tCO ₂ /MWh]		<i>EF_{BM}</i> [tCO ₂ /MWh]	
	Ex-ante	Ex-post	Ex-ante	Ex-post
2001 a 2003	0,719	0,950	0,569	0,096

Tabela 8 – Fatores de emissão da margem de operação e de construção ex-ante e ex-post (ONS-ADO, 2004; Bosi *et al.*, 2002)

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



Os dados de despacho por hora agregados obtidos do ONS foram usados para determinar o fator lambda para cada um dos anos com dados disponíveis (2003, 2004 e 2005). A geração de baixo custo/inflexível foi determinada como a geração total menos a geração das usinas térmicas a combustível fóssil, esta foi determinada pelos dados diários de despacho fornecidos pelo ONS. Todas essas informações foram fornecidas aos validadores e discutidas amplamente com eles, para que todos os pontos ficassem bem claros. As figuras abaixo mostram as curvas de duração da carga para o três anos considerados, assim como o lambda calculado.

Emission factors for the Brazilian South-Southeast-Midwest interconnected grid				
Baseline (including imports)	EF_{OM} [tCO ₂ /MWh]	Load [MWh]	LCMR [MWh]	Imports [MWh]
2003	0,9823	288.933.290	274.670.644	459.586
2004	0,9163	302.906.198	284.748.295	1.468.275
2005	0,8086	314.533.592	296.690.687	3.535.252
Total (2003-2005) =		906.373.081	856.109.626	5.463.113
	$EF_{OM, \text{ simple-adjusted}}$ [tCO ₂ /MWh]	$EF_{BM, 2005}$	Lambda	
	0,4349	0,0872	λ_{2003}	
	Alternative weights	Default weights	0,5312	
	$w_{OM} = 0,75$	$w_{OM} = 0,5$	λ_{2004}	
	$w_{BM} = 0,25$	$w_{BM} = 0,5$	0,5055	
	Alternative EF_y [tCO ₂ /MWh]	Default EF_y [tCO ₂ /MWh]	λ_{2005}	
	0,3480	0,2611	0,5130	

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

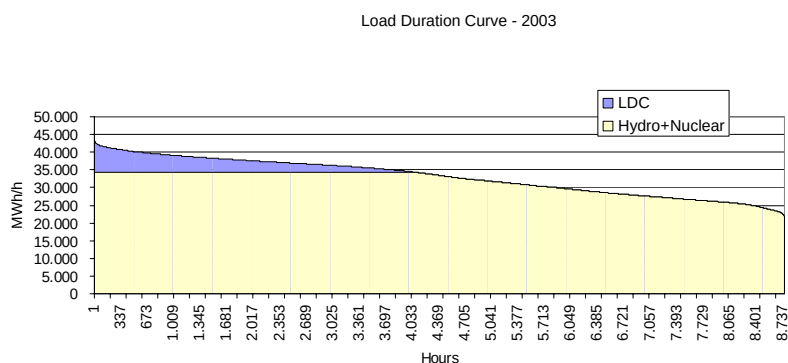
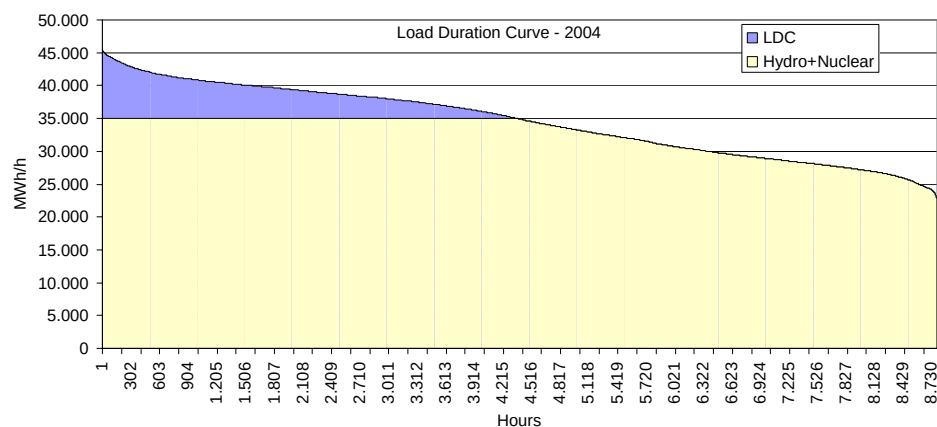
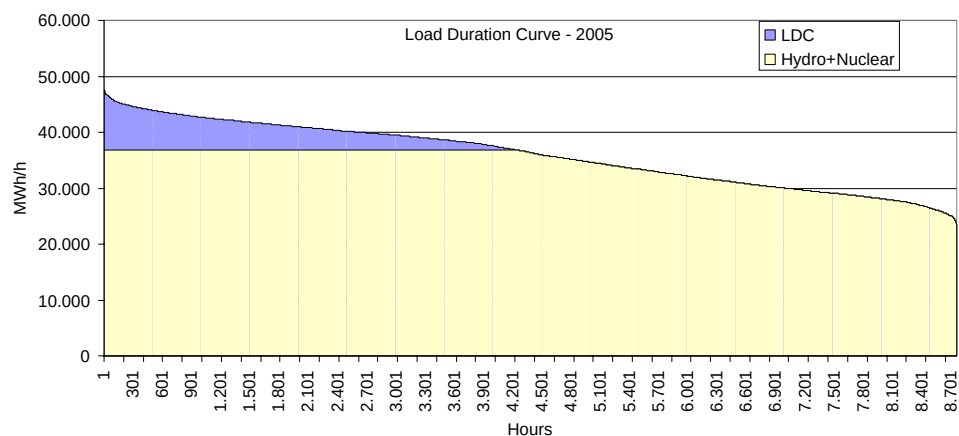


Figura 6 - Curva de duração da carga para o sistema S-SE-CO, 2003

**Figura 7 - Curva de duração da carga para o sistema S-SE-CO, 2004****Figura 8 – Curva de duração da carga para o sistema S-SE-CO, 2005**

**Anexo 4****INFORMAÇÕES SOBRE MONITORAMENTO**

A atividade do projeto proposta irá prosseguir de acordo com a “Metodologia consolidada aprovada de monitoramento ACM0002” – “Metodologia consolidada de monitoramento para geração de eletricidade interligada à rede com emissões zero a partir de fontes renováveis”, Versão 7 (2007). Mais informações estão disponíveis na Seção B.7 - Aplicação da metodologia de monitoramento e descrição do plano de monitoramento.



Anexo 5

BIBLIOGRAFIA

- ACM0002 (2007).** Metodologia consolidada aprovada de linha de base 0002 – Metodologia consolidada para geração de eletricidade interligada à rede a partir de fontes renováveis. Versão 7. Website: <http://cdm.unfccc.int/>.
- ANEEL (2007).** Banco de Informações de Geração - BIG. Capacidade de Geração. Agência Nacional de Energia Elétrica. <http://www.aneel.gov.br/>.
- Arida, P. E. L. Bacha, e A. L. Resende (2005).** *Credit, Interest, and Jurisdictional Uncertainty [Crédito, Juros e Incerteza Jurisdicional]: Conjectures on the Case of Brazil [Conjecturas sobre o Caso do Brasil]*." Em F. Giavazzi, I. Goldfajn e S. Herrera (orgs.), *Inflation Targeting, Debt, and the Brazilian Experience [Metas de inflação, dívida e a experiência brasileira]*, 1999 a 2003. Cambridge, MA: MIT Press.
- Bosi, M., A. Laurence, P. Maldonado, R. Schaeffer, A. F. Simoes, H. Winkler e J.-M. Lukamba (2002).** Road testing baselines for greenhouse gas mitigation projects in the electric power sector. OCDE and IEA information paper.
- BNDES (2000).** O setor elétrico – Desempenho 1993/1999. Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social. Informe Infra-estrutura, nº 53. <http://www.bndes.gov.br/>.
- CCEE (2007).** Histórico de preços semanais. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Website: <http://www.ccee.org.br/>
- CGE/CBEE (2002).** Programa de Energia Emergencial. Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica – Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial.
- Eletrobrás (1999).** Diretrizes para estudos e projetos de pequenas centrais hidrelétricas. Website da Centrais Elétricas Brasileiras S/A: <http://www.eletrobras.gov.br/>.
- Elliot, D. (2000).** Renewable Energy and Sustainable Futures [Energia renovável e futuros sustentáveis]. Futures 32 CTS Special 'Sustainable Futures' Issue [Publicação especial 'Futuros Sustentáveis'], páginas 261 a 274, abril/maio de 2000.
- IBGE (2007).** Banco de dados Cidades@,. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística <http://www.ibge.gov.br/>.
- Kartha, S., M. Lazarus e M. Bosi (2002).** Practical baseline recommendations for greenhouse gas mitigation projects in the electric power sector. OCDE and IEA information Paper.
- OCDE (2001).** Estudos Econômicos da OCDE: Brasil. Organization for Economic Co-Operation and Development [Organização para a Cooperação e o Desenvolvimento Econômico], Paris, França.
- OCDE (2004).** Environmental Outlook [Panorama Ambiental]. Organization for Economic Cooperation and Development [Organização para a Cooperação e o Desenvolvimento Econômico]. Website: <http://www.oecd.org/env/>



- OCDE (2005).** Estudo Econômico da OCDE sobre o Brasil 2005: Normas do setor elétrico. Organization for Economic Co-Operation and Development [Organização para a Cooperação e o Desenvolvimento Econômico], Paris, França
- ONS (2007).** Histórico de energia: Geração de energia 2002-2006. Operador Nacional do Sistema Elétrico Brasileiro. Website: <http://www.ons.gov.br/>.
- ONS-ADO (2004).** Acompanhamento Diário da Operação do Sistema Interligado Nacional. ONS-CNOS, Centro Nacional de Operação do Sistema. Relatórios diários sobre todo o sistema elétrico interligado de 1º de janeiro de 2001 a 31 de dezembro de 2003. Website: <http://www.ons.gov.br/>.
- Pinto Júnior, H. (2003).** Les problèmes des réformes structurelles et institutionnelles inachevées: le cas de l'industrie électrique au Brésil. *Révue de l'Energie* **544**, 103-111,
- Schaeffer, R., J. Logan, A. S. Szklo, W. Chandler e J. C. de Souza (2000).** Electric Power Options in Brazil [Opções de Energia Elétrica no Brasil]. Pew Center on Global Climate Change.
- SIESE (2002).** Sistema de Informações Empresariais do Setor de Energia Elétrica: Boletim Anual. Eletrobrás (Centrais Elétricas Brasileiras S/A) - MME (Ministério de Minas e Energia do Brasil). Website: http://www.eletrobras.gov.br/IN_Informe_SIESE/
- Tolmasquim, M.T. (2003) [Ed.].** Fontes Renováveis de Energia no Brasil. Editora Interciência.
- UNEP-LAC (2002).** Relatório Final da 7ª Reunião do Comitê Inter-Sessões do Foro dos Ministros do Meio Ambiente da América Latina e do Caribe. Programa do Meio Ambiente das Nações Unidas, Escritório Regional para a América Latina e o Caribe. 15 a 17 de maio de 2002, São Paulo (Brasil).
- WCED [CMMAD] (1987).** Our Common Future [Nosso Futuro Comum]. The World Commission on Environment and Development [Comissão Mundial sobre Meio Ambiente e Desenvolvimento]. Oxford University Press.