



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 de monitoramento
- C. Duração da atividade do projeto/ período de créditos
- D. Impactos Ambientais
- E. Comentários das partes interessadas

Anexos

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

Anexo 2: Informações relativas a financiamento publico

Anexo 3: Informação de linha de base

Anexo 4: Plano de Monitoramento

**SEÇÃO A. Descrição geral da atividade do projeto****A.1 Título da atividade do projeto:**

Projeto de MDL da Central Eólica Trairi

Número da versão do DCP: 03

Data: 30 de Janeiro de 2012

A.2. Descrição da atividade do projeto:

O Projeto de MDL da Central Eólica Trairi, doravante denominado projeto Trairi, consiste na construção e operação de uma central eólica com 25,4MW de capacidade instalada que fornecerá energia elétrica limpa ao Sistema Interligado Nacional Brasileiro (SIN). O projeto está localizado no Nordeste do Brasil, na região litorânea do Estado do Ceará, no Município de Trairi. O empreendimento está sendo realizado com base em uma estratégia comercial inovadora uma vez que a eletricidade gerada é vendida no Mercado Livre de Energia Brasileiro. Embora o Mercado Livre ofereça incentivos específicos e vantagens para energias renováveis, essa estratégia também implica em maiores riscos comerciais quando comparada ao Ambiente do Mercado Regulado, aumentando, assim, a exposição do empreendedor.

A implementação e operação da atividade de projeto de MDL reduzirá as emissões de gases do efeito estufa (GEEs) uma vez que a energia adicional gerada e despachada ao sistema permitirá a diminuição da eletricidade gerada por usinas termelétricas alimentadas por combustíveis fósseis na margem operacional do SIN ou por evitar ou postergar a adição de novas fontes de geração intensivas de GEEs para o sistema.

Apesar do elevado potencial para o seu desenvolvimento, atividades de geração eólica, como o projeto Trairi, ainda apresentam pequena participação na matriz energética brasileira. Segundo a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica)¹, centrais eólicas representam somente 0,81% em termos de capacidade instalada do país. Diante desse contexto, projetos como o Trairi representam uma importante alternativa renovável e de geração de eletricidade limpa não-convencional tendo uma importante contribuição para a diversificação da matriz energética brasileira.

A atividade de projeto tem especial relevância considerando a necessidade de satisfazer o rápido crescimento da demanda de eletricidade no Brasil, que de acordo com o Ministério de Minas e Energia², está projetado em 52,22% entre 2010 e 2020. Na região Nordeste, onde a atividade de projeto está localizada, esse crescimento é de 56,84%. Assim, a Central Eólica Trairi contribuirá para a melhoria da infraestrutura energética regional, fornecendo energia elétrica adicional para suprir a expansão das atividades econômicas e o aumento da população.

Além da contribuição à diversificação da matriz energética brasileira, o projeto Trairi promove o desenvolvimento em bases sustentáveis da seguinte maneira:

- Reduz as emissões de gases do efeito estufa (CO₂) da matriz energética brasileira;
- Gera renda extra aos proprietários da terra, possibilitando que eles continuem utilizando a área para outras atividades e, com isso, aumentando e diversificando a produtividade da terra;

¹ Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.asp>. Acesso em 19/05/2011.

² Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica 2010 - 2019. Página 32, tabela 16. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/PDEE/Forms/EPEEstudo.aspx>. Acessado em: 04/07/2011.



- Além de gerar renda extra aos proprietários da terra, estimula a economia regional, aumentando a arrecadação de impostos para o governo local e a oferta de emprego para trabalhadores locais e prestadores de serviço. O resultado desse estímulo econômico irá melhorar a disponibilidade do estoque de capital na região, permitindo investimentos na melhoria da infraestrutura e da capacidade produtiva e, conseqüentemente, a satisfação de necessidades básicas da população, promovendo assim um ciclo virtuoso na economia local;
- O estímulo econômico descrito traz consigo melhorias na infraestrutura local, como estradas, sistemas de transmissão de energia elétrica e estímulos para a educação;
- Utilizará equipamentos que terão um índice de nacionalização de no mínimo 60% e, com isso induz o desenvolvimento da tecnologia nacional e o aperfeiçoamento do know-how doméstico. Promovendo o estabelecimento e crescimento necessário da indústria de equipamentos e serviços, o projeto contribuirá para o aumento da disponibilidade de tecnologia para a geração de energia eólica, o que, conseqüentemente, reduz os custos de manutenção e os riscos tecnológicos no país;
- A operação de projeto requer serviços de operadores especializados e equipe de manutenção e, portanto, estimula o desenvolvimento do setor terciário na região, criando oportunidades para educação, profissionalização e empregos;
- É um complemento importante e de diversificação à capacidade de geração de energia das usinas hidrelétricas a fio d'água que estão sendo instaladas. No Brasil, o regime de água e de vento são largamente complementares, sua combinação permite a compensação parcial da perda da capacidade dos reservatórios das usinas hidrelétricas com a instalação mínima de termelétricas, fornecendo suficiente segurança energética, baseada em um portfólio dessas fontes complementares.

O cenário de linha de base é o mesmo cenário que existia antes do início da implementação da atividade do projeto, ou seja, a eletricidade que será entregue à rede pela atividade de projeto teria sido gerada de outra maneira pela operação de usinas conectadas à rede e pela adição de novas fontes de geração, conforme refletido nos cálculos da margem combinada, de acordo com a “Ferramenta para cálculo do fator de emissão para um sistema elétrico”.

A.3. Participantes do Projeto:

O projeto Trairi pertence à Central Eólica Trairi S.A, Sociedade de Propósito Específico (SPE), criada especialmente para a construção e operação do Projeto Trairi.

Esta SPE é controlada pela Tractebel Energia, maior geradora privada de energia do Brasil. A Tractebel Energia se dedica ao desenvolvimento e operação de usinas de geração de energia e é também um agente ativo de comercialização no mercado de energia elétrica.

A Companhia está sediada em Florianópolis, Santa Catarina e suas usinas estão localizadas nas cinco regiões do Brasil, mais precisamente nos estados do Rio Grande do Sul, Santa Catarina, Paraná, São Paulo, Minas Gerais, Mato Grosso do Sul, Mato Grosso, Goiás, Tocantins, Maranhão, Piauí e Ceará.

A capacidade instalada da companhia é de 6.908 MW, o que representa aproximadamente 7% da capacidade instalada total do Brasil. No total a companhia opera 22 plantas, sendo nove hidrelétricas, seis termelétricas e sete baseadas em fontes de energia complementares: duas usinas a biomassa, duas usinas eólicas e três pequenas centrais hidrelétricas (PCHs).

Usinas complementares, como a atividade de projeto, são resultado da Política da Tractebel Energia de expansão e complementação da capacidade de geração através de investimentos em fontes de energia alternativa. Para concretizar esse objetivo, a companhia faz uso ativo de mecanismos como o MDL ou o



Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA). Como resultado disso, as usinas eólicas Beberibe e Pedra do Sal e as pequenas centrais eólicas José Gelazio da Rocha, Areia Branca e Rondonópolis participam do PROINFA, enquanto a Usina de Cogeração Lages está registrada como projeto de MDL.

A Tractebel Energia³ é uma empresa de capital aberto com ações negociadas na Bovespa e é controlada pela International Power - GDF SUEZ (IPR-GDF SUEZ) que detém 68,7% do seu capital social. Na América Latina, a IPR-GDF SUEZ oferece soluções de energia inovadora na Argentina, no Brasil, no Chile, na Costa Rica, no Panamá e no Peru, acompanhando o desenvolvimento econômico do continente, respeitando o meio ambiente e prestando serviços essenciais a sua população.

O grupo gerencia e opera uma matriz energética diversificada com capacidade instalada de 10,7 GW e um adicional de 6GW em construção. Dois terços da eletricidade gerada são de fontes renováveis.

A International Power - GDF SUEZ⁴ faz parte do Grupo GDF SUEZ, um dos principais provedores de energia do mundo e com participação ativa na cadeia de valor energético e nas áreas de eletricidade e gás natural. O Grupo desenvolve seus negócios (energia, serviços energéticos e meio ambiente) com base em um modelo de crescimento responsável para atender às necessidades energéticas e garantir a segurança do abastecimento, combater as mudanças climáticas e maximizar o uso de recursos.

A tabela abaixo apresenta as partes e entidades envolvidas no Projeto da Central Eólica Trairi.

Tabela 01- Partes e entidades públicas/privadas envolvidas na atividade do projeto.

Tabela 01 - Parte(s) envolvida(s) e entidades privadas envolvidas na realização do projeto.		
Nome da parte envolvida (*) (o anfitrião indica a parte anfitriã):	Entidade(s) privada(s) e/ou pública(s) participantes do projeto (se for o caso):	Por gentileza, indique se a parte envolvida deseja ser considerada como participante do projeto (Sim/Não):
Brasil (anfitrião)	<u>Entidade Privada:</u> Tractebel Energia	Não
	<u>Entidade Privada:</u> Central Eólica Trairi I S.A	
(*) De acordo com as modalidades e procedimentos do MDL, à época de tornar o DCP-MDL público, no estágio de validação, uma Parte envolvida pode ou não ter dado sua aprovação. À época do pedido de registro, é exigida a aprovação da(s) Parte(s) envolvida(s).		

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

A.4. Descrição técnica da atividade do projeto:

A.4.1. Localização da atividade do projeto:

A.4.1.1. Parte(s) anfitriã(s):

Brasil.

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

Região: Nordeste do Brasil

Estado: Ceará

³ Mais informações sobre a Tractebel, acesse: <http://tractebel.investor-relations.com.br/>

⁴ Para obter mais informações sobre a International Power Plc, visite www.iprplc-gdfsuez.com. Para obter mais informações sobre a GDF SUEZ, visite www.gdfsuez.com.

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

Município de Trairi

A.4.1.4. Detalhes da localização física, inclusive as informações que permitem a identificação exclusiva desta(s) atividade(s) de projeto:

A Central Eólica Trairi está localizada no município de Trairi, na região litorânea do Estado do Ceará, nordeste do Brasil. O local de implantação do projeto está situado a 124 km de Fortaleza, capital do Estado do Ceará. Partindo de Fortaleza, a principal rota de acesso à área do projeto é a CE-085⁵. A figura a seguir⁶ apresenta a localização da Central Eólica Trairi.



Figura 1- Localização do empreendimento da Central Eólica Trairi.

Fonte: Certificado de Consistência da Campanha de Medições Anemométricas e da Estimativa Anual de Produção. Página 08.

A área da atividade de projeto da Central Eólica Trairi está referenciada abaixo pelas coordenadas dos 11 aerogeradores que fazem parte da usina⁷.

⁵ Fonte dos dados: Memorial Descritivo – Central Eólica Trairi. Página 8. Relatório de Impacto Ambiental – RIMA. Página 3.

⁶ Certificado de Consistência da Campanha de Medições Anemométricas e da Estimativa Anual de Produção. Página 09. Emitido em 16/03/2011.

⁷ Fonte dos dados: Certificado de Consistência da Campanha de Medições Anemométricas e da Estimativa Anual de Produção. Página 09.

**Tabela 02 - Coordenadas dos aerogeradores da Central Eólica Trairi**

Aerogeradores #	Decimais		SIRGAS 2000, UTM 24M	
	Latitude (S)	Longitude (W)	Latitude	Longitude
1	-3.221627	-39.289701	467 814	9 643 905
2	-3.223436	-39.290223	467 756	9 643 705
3	-3.225200	-39.290809	467 691	9 643 510
4	-3.227118	-39.291430	467 622	9 643 298
5	-3.228882	-39.292079	467 550	9 643 103
6	-3.230574	-39.292664	467 485	9 642 916
7	-3.232455	-39.293187	467 427	9 642 708
8	-3.234147	-39.293709	467 369	9 642 521
9	-3.235920	-39.294241	467 310	9 642 325
10	-3.238182	-39.294890	467 238	9 642 075
11	-3.240425	-39.295583	467 161	9 641 827

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

Escopo Setorial 1 – Indústrias de Energia (Fonte Renovável de Energia)

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

A Central Eólica Trairi tem capacidade instalada de 25,4 MW distribuída em 11 (onze) aerogeradores com capacidade instalada unitária de 2,308MW. A central eólica utiliza o potencial de energia renovável eólico da região litorânea do Estado do Ceará para gerar eletricidade a partir de uma fonte de energia não poluente. A tabela abaixo apresenta os principais parâmetros técnicos do empreendimento.

Tabela 03 - Características técnicas da Central Eólica Trairi

Descrição	Valores	Referências
1. Dados Energéticos		
Capacidade Instalada	25,4 MW	Memorial Descritivo da Central Eólica Trairi, página 05.
Geração líquida de energia	97. 211 MWh/ano	1)Certificado de Consistência da Campanha de Medições Anemométricas e da Estimativa Anual de Produção, página 01. 2)Carta da Megajoule - Perdas Sistemáticas
Fator de capacidade	43,71%	1)Certificado de Consistência da Campanha de Medições Anemométricas e da Estimativa Anual de Produção, página 01. 2) Carta da Megajoule
2. Aerogeradores		
Modelo	SWT 2.3-101	Memorial Descritivo da Central Eólica Trairi, página 8
Fornecedor	Siemens	Memorial Descritivo da Central Eólica Trairi, página 8
Capacidade Nominal (Unitária)	2,308 MW	Memorial Descritivo da Central Eólica Trairi, página 8
Unidades	11	Memorial Descritivo da Central Eólica Trairi, página 8
Frequência	60Hz	Relatório de Impacto Ambiental - RIMA, página 7
Tensão de geração	0,69 kV elevada para 34,5 kV	Memorial Descritivo da Central Eólica Trairi, página 9
Tempo de vida útil ⁸	20 anos	Certificado emitido pela Det Norske Veritas, Danmark A/S, página 2.
Diamêtro do Rotor	101 m	Memorial Descritivo da Central Eólica Trairi, página 8
Altura da torre	80 m	Memorial Descritivo da Central Eólica Trairi, página 8

Os equipamentos utilizados para o projeto estão em conformidade com a norma IEC 61400-1 que define os requisitos e critérios para a engenharia dos aerogeradores. Em adição, os equipamentos

⁸ Fonte: Documento da empresa certificadora Det Norske Veritas, Danmark A/S.



eletromecânicos atendem as normas NBR 6979, IEC 62271-200, IEC 60298 e 60694. Para a medição de energia serão instalados dois medidores de energia na subestação e dois medidores no ponto de conexão da Central Eólica Trairi⁹. A empresa responsável pela execução das obras está situada em Fortaleza, capital do Ceará, estado onde está localizada atividade do projeto, o que contribui para a formação e contratação de mão-de-obra local.

A experiência e o know-how do fabricante aliada ao conhecimento técnico e experiência da Tractebel Energia em desenvolver e operar usinas de energia comprovam que a implementação e operação do projeto ocorrerá de maneira técnica e ambientalmente segura.

Conforme referenciado na tabela 03, o fator de capacidade da Central Eólica Trairi é 43,71%. Esse fator de capacidade foi determinado ex-ante, ou seja, antes da data de início da atividade de projeto, por empresa especializada, seguindo ao critério “b” fornecido pelo “Guia para reportar e validar o fator de capacidade”, versão 01:

- b) O fator de capacidade determinado por uma terceira parte contratada pelos participantes do projeto (ex. Empresa de engenharia).

Além disso, a determinação do fator de capacidade segue os critérios e os requisitos estabelecidos pelo BNDES (Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social) como base para o financiamento de projetos eólicos, como referenciado para a EOD.

O cenário de linha de base, segundo a metodologia ACM0002, versão 12.2.0, é o seguinte: “A eletricidade fornecida à rede pelo projeto teria sido gerada, do contrário, por usinas de energia conectadas à rede e pelo acréscimo de novas fontes geradoras, conforme refletido nos cálculos da margem combinada, descritos na Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema de eletricidade”.

O cenário de linha de base é o mesmo cenário que existia antes do início da implementação da atividade do projeto e o CO₂ é o gás de efeito estufa envolvido na atividade do projeto.

A.4.4 Total estimado de reduções nas emissões durante o período de créditos escolhido:

A implementação da Central Eólica Trairi conectada ao Sistema Interligado Nacional Brasileiro gerará uma redução média anual estimada de **38.310 tCO₂e** e uma redução total de **268.169 tCO₂e** durante o primeiro período de crédito, de 7(sete) anos, descritos na tabela abaixo:

Tabela 04 - Estimativa de redução de emissões do Projeto da Central Eólica Trairi

Anos	Estimativa Anual de Reduções de Emissão em toneladas de CO ₂ e
2012	6.384
2013	38.310
2014	38.310
2015	38.310
2016	38.310
2017	38.310
2018	38.310
2019	31.925
Total de Reduções Estimadas (tCO₂e)	268.169
Número total de anos de crédito	7 anos
Média anual das reduções estimadas (tCO₂e) durante período de crédito	38.310

⁹ Os equipamentos estão de acordo com os padrões técnicos válidos até o momento do início da validação. Qualquer mudança nos padrões técnicos que requeiram adaptação dos equipamentos do projeto será devidamente aplicada sem prejuízo ou necessidade de revisão desse documento de concepção do projeto.



Notas:

- As projeções de EG_y e $EG_{baseline}$ foram realizadas assumindo a operação da Central Eólica Trairi durante 8.760 horas por ano;
- A geração de energia está projetada de acordo com o fator de capacidade da Central Eólica Trairi;
- A data de início de operação do último aerogerador da Central Eólica Trairi está projetada para acontecer, segundo cronograma da empresa, em 02 de novembro de 2012. Contudo, a projeção assumiu para fins de simplificação, 01 de novembro de 2012, como a data de início do primeiro período de creditação 01/11/2012.

A.4.5. Financiamento público da <u>atividade de projeto</u>:

Nenhum financiamento público foi solicitado as partes envolvidas do anexo I para as atividades do projeto de MDL.

**SEÇÃO B. Aplicação de uma metodologia de linha de base e de monitoramento****B.1. Título e referência da metodologia de linha de base aprovada e do monitoramento aplicados a atividades do projeto:**

- Metodologia consolidada aprovada de linha de base e monitoramento ACM0002, versão 12.2.0 – “Metodologia consolidada de linha de base para geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis”¹⁰.
- Ferramenta para Demonstração e Avaliação de Adicionalidade, versão 06.0.0.
- Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema de eletricidade, versão 2.2.1.

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

A metodologia consolidada ACM0002, versão 12.2.0, é aplicável ao Projeto de MDL da Central Eólica Trairi, porque o projeto é uma usina de geração de energia renovável conectada à rede que consiste em uma nova usina de energia em um local onde nenhuma planta de energia renovável era operada antes da implementação da atividade do projeto.

Além disso, a atividade do projeto não envolve adição de capacidade, nem modernização, nem substituição de usinas existentes. O projeto é uma usina eólica (portanto, não é nem uma usina a biomassa, nem um empreendimento hidrelétrico com densidade de energia menor que 4W/m²) e não envolve substituição de combustíveis fósseis por energia renovável no local da atividade do projeto.

Dessa forma, a metodologia ACM0002, versão 12.2.0, é aplicável ao Projeto da Central Eólica Trairi.

B.3. Descrição das fontes e gases incluídos nos limites do projeto:

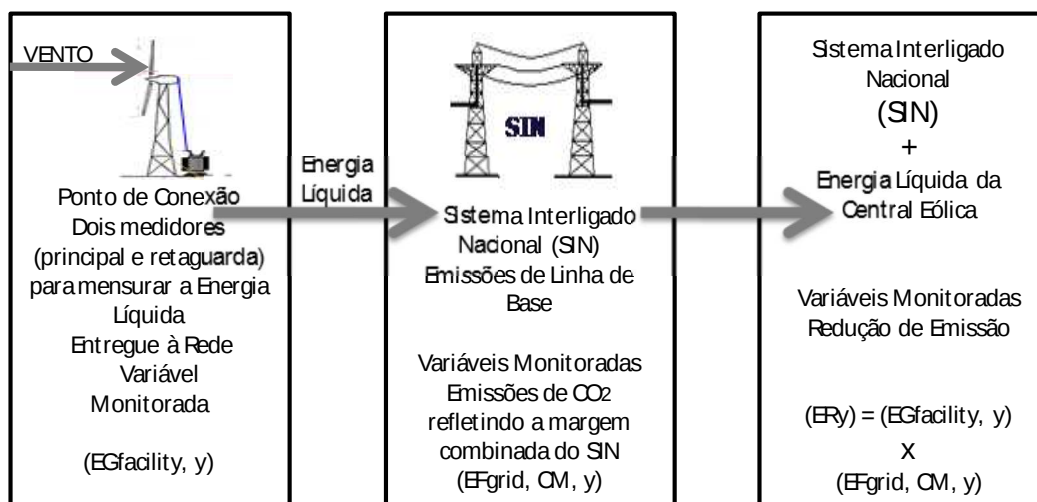
O Sistema Interligado Nacional é considerado como o sistema elétrico do projeto. O Sistema Interligado Nacional Brasileiro (SIN) é gerenciado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), o qual é responsável por todas as atividades relativas ao planejamento da operação. O ONS tradicionalmente subdivide o Sistema Interligado Nacional em quatro subsistemas: Sul, Centro-Oeste/Sudeste, Norte e o Nordeste. Esses subsistemas estão relacionados com as respectivas regiões geográficas brasileiras.

Baseado na efetiva disponibilidade de oferta e do comportamento de consumo e demanda em cada região, o ONS define o despacho de cada usina de energia elétrica individual, também estabelece políticas de intercâmbio inter-regionais de energia, além de medidas excepcionais de despacho de geração térmica, caso os níveis de armazenamento de água venham se reduzir significativamente e tendam a violar as curvas de segurança. Essas condições são monitoradas permanentemente e divulgadas aos agentes do setor elétrico.

Segundo a metodologia ACM0002, versão 12.2.0, a extensão espacial do limite do projeto inclui os projetos de plantas de energia e todas as plantas energéticas conectadas fisicamente ao sistema de eletricidade que o projeto de MDL está conectado. A Central Eólica Trairi está conectada ao Sistema Interligado Nacional (SIN).

O diagrama com os limites do projeto está apresentado na figura abaixo:

¹⁰ Para mais informações sobre as metodologias utilizadas, consulte:
<http://cdm.unfccc.int/methodologies/PAmethodologies/approved.html>



Os gases do efeito estufa e as fontes de emissão incluídas ou excluídas do limite do projeto estão apresentados na tabela abaixo:

Tabela 05 - Gases do efeito estufa envolvidos na atividade do projeto

	Fonte	Gas	Incluído?	Justificativa / Explicação
Linha de Base	Emissão de CO ₂ proveniente da geração de eletricidade a partir de plantas de energia a combustível fóssil que é deslocada em razão da atividade de projeto.	CO ₂	Sim	Principal fonte de emissão
		CH ₄	Não	Fonte de emissão secundária
		N ₂ O	Não	Fonte de emissão secundária
Atividade do projeto	Para as usinas geotérmicas as emissões fugitivas de CH ₄ e CO ₂ dos gases não condensáveis estão contidas no vapor geotérmico.	CO ₂	Não	Não aplicável a esta atividade de projeto.
		CH ₄	Não	Não aplicável a esta atividade de projeto.
		N ₂ O	Não	Não aplicável a esta atividade de projeto.
	Emissões de CO ₂ provenientes da queima de combustíveis fósseis para geração de energia elétrica em usina solar, térmica e geotérmica	CO ₂	Não	Não aplicável a esta atividade de projeto.
		CH ₄	Não	Não aplicável a esta atividade de projeto.
		N ₂ O	Não	Não aplicável a esta atividade de projeto.
	Para usinas hidroelétricas, as emissões de CH ₄ do reservatório.	CO ₂	Não	Não aplicável a esta atividade de projeto.
		CH ₄	Não	Não aplicável a esta atividade de projeto.
		N ₂ O	Não	Não aplicável a esta atividade de projeto.

* De acordo com a ACM0002, versão 12.2.0, as usinas eólicas são atividades de projeto que não proporcionam emissões de GEEs.

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

Na ausência da atividade do projeto, a energia limpa gerada pela Central Eólica Trairi, despachada ao Sistema Interligado Nacional (SIN) brasileiro, teria sido gerada por usinas de energia existentes conectadas à rede ou pelo acréscimo de novas usinas de energia conectadas a rede. O cenário de linha de base de uma nova planta de energia renovável conectada à rede definido pela metodologia ACM0002, versão 12.2.0, é o seguinte:



A eletricidade fornecida à rede pelo projeto teria sido gerada, do contrário, pela operação de usinas de energia conectadas à rede e pelo acréscimo de novas fontes geradoras, conforme refletido nos cálculos da margem combinada, descritos na “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema de eletricidade”.

O cenário de linha de base apresentado pela metodologia ACM0002, versão 12.2.0, é perfeitamente aplicável a Central Eólica Trairi. Os fatores de emissão da margem combinada do Sistema Interligado Nacional serão calculados de acordo com a ferramenta metodológica “*Ferramenta para cálculo do fator de emissão para um sistema elétrico*” aprovada pelo Conselho Executivo do MDL.

O fator de emissão da margem combinada é calculado a partir dos registros de geração de todas as usinas conectadas ao Sistema Interligado Nacional (SIN) e despachadas centralizadamente pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Baseando-se nesses dados de geração fornecidos pelo ONS, a Autoridade Nacional Designada (AND) Brasileira calcula os fatores de emissão com os dados do Sistema Interligado Nacional de acordo com a “*Ferramenta para cálculo do fator de emissão para um sistema elétrico*” e os torna disponíveis publicamente. Futuramente, caso esses dados deixem de ser publicados pela AND, eles serão prontamente calculados pelos participantes do projeto.

O fator de emissão da margem combinada do Sistema Interligado Nacional (SIN) será, portanto, utilizado para calcular as reduções de emissões geradas como resultado da implementação do projeto.

B.5. Descrição de como as emissões antropogênicas de gases de efeito estufa por fontes são reduzidas para níveis inferiores aos que teriam ocorrido na ausência da atividade de projeto registrada de MDL (avaliação e demonstração de adicionalidade):

Esta seção está elaborada com base na “Ferramenta para a Demonstração e Avaliação da Adicionalidade” versão 06.0.0¹¹ que define os passos a serem seguidos para comprovar e avaliar a adicionalidade do projeto.

Para ilustrar o contexto do desenvolvimento do projeto e evidenciar que o MDL foi seriamente considerado na decisão de prosseguir com a implementação da atividade do projeto, a tabela a seguir fornece uma visão global da evolução histórica do projeto.

¹¹ Informações disponíveis em <http://cdm.unfccc.int/methodologies/PAMethodologies/approved.html>

**Tabela 06 – Timeline do Projeto de MDL da Central Eólica Trairi**

Data	Tipo de Evidência	Evidência/Referência
30 de junho de 2010	Consideração do MDL	Carta de comunicação prévia enviada a UNFCCC para documentar a intenção de tornar a Central Eólica Trairi projeto de MDL.
12 de julho de 2010	Consideração do MDL	Publicação da atividade de projeto através da Comunicação de Consideração Prévia no site da UNFCCC ¹² .
16 de julho de 2010	Consideração do MDL	Comunicação à Secretaria Executiva da Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima – AND Brasileira sobre a intenção de desenvolver a Central Eólica Trairi como uma atividade de projeto de MDL.
20 de agosto de 2010	Marco de Projeto	Assinatura do contrato de fornecimento, instalação e comissionamento dos aerogeradores (WTS) entre a Central Eólica Trairi S.A e a Siemens. A cláusula 20 desse contrato define que a venda da energia do projeto ou a emissão de ordem de serviço (<i>Notice to Proceed</i>) pela Central Eólica Trairi S.A é uma condição precedente para o contrato entrar em vigor.
18 de março de 2011	Consideração do MDL	Relatório de avaliação do potencial de MDL desenvolvido pela CDM Cell da GDF Suez.
06 de maio de 2011	Marco de Projeto/Data de Início da Atividade de Projeto/Data da Decisão de Investir no Projeto	Emissão de ordem para início das obras e fornecimento dos serviços (<i>Notice to proceed</i>) ¹³ da Central Eólica Trairi de acordo com a cláusula 20 do Contrato (WTS) firmado entre Central Eólica Trairi S.A e a Siemens. Essa cláusula formalmente define a entrada em vigor do contrato (WTS) de fornecimento, instalação e comissionamento dos aerogeradores.
18 de maio de 2011	Consideração do MDL	Contrato firmado entre a Tractebel Energia S.A e a Enerbio Consultoria Ltda – ME para o desenvolvimento do projeto de MDL.
01 de outubro de 2012	Marco de Projeto	Expectativa de início do período de comissionamento, segundo o cronograma da Central Eólica Trairi S.A.
02 de novembro de 2012	Marco do Projeto	Expectativa do início da operação comercial do último aerogerador, segundo o cronograma da Central Eólica Trairi S.A.

Definição da data de Início da Atividade do Projeto

De acordo com o *Glossário de Termos do MDL*, a data de início da atividade de um projeto é “a data em que a implementação ou construção ou ação real de uma atividade de projeto começa” que é comumente a data na qual o participante de projeto comprometeu-se com as principais despesas relacionadas à implementação ou construção da atividade do projeto.

Conforme referenciado acima, o contrato de fornecimento dos aerogeradores, que cobre o fornecimento, a construção e o comissionamento dos aerogeradores (WTS) que representa o principal montante de capital investido no projeto, foi assinado pela Central Eólica Trairi S.A e pela empresa Siemens em 20 de Agosto de 2010.

O contrato de fornecimento dos aerogeradores (WTS) foi estabelecido para definir as condições para o desenvolvimento do projeto, mas de acordo com o artigo 20, ele somente entra em vigor se uma das condições precedentes existir:

- i) A venda efetiva de energia elétrica através de um acordo de compra de energia (PPA)¹⁴, (artigo 20.1)

¹² Disponível em http://cdm.unfccc.int/Projects/PriorCDM/notifications/index_html?s=140

¹³ A validade do contrato foi prorrogada por três vezes uma vez que as condições precedentes não foram cumpridas.

¹⁴ O projeto participou dos leilões de energia promovidos pelo governo brasileiro em 25 e 26 de agosto de 2010, mas não vendeu energia nesses leilões.



- ii) No caso da Central Eólica Trairi S.A emitir ordem autorizando o início das obras (*notice to proceed*, artigo 20.3).

O contrato original (WTS) e, portanto as condições precedentes definidas só eram validas até 01 de dezembro de 2010 e até essa data a Central Eólica Trairi S.A não tinha assinado nenhum PPA e nem havia emitido nenhuma ordem de serviço (*Notice do Proceed*), consequentemente, o contrato foi alterado e a validade se estendeu até¹⁵ 06 de maio de 2011.

Finalmente, em 06 de maio de 2011 e, portanto antes da validade do contrato ter expirado, a Central Eólica Trairi S.A emitiu uma ordem de serviço (*Notice to Proceed*) para início da construção, estabelecendo, portanto, a data do início da atividade de projeto uma vez que este marco implica não somente o início da efetiva construção e implementação da atividade de projeto, mas também as principais despesas de capital relacionadas a implementação da central eólica.

Os seguintes requisitos são necessários para a demonstração e avaliação da adicionalidade do Projeto:

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

Definir alternativas realistas e críveis para as atividades de projeto através dos seguintes passos:

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

As alternativas realistas identificadas à atividade de projeto são:

- ☐ Alternativa 1: A atividade do projeto não ser registrada como projeto de MDL;
- ☐ Alternativa 2: A continuidade da situação atual. A energia adicional gerada pelo projeto seria gerada por usinas de energia existentes ou por novas usinas conectadas ao sistema elétrico nacional.

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

O Ambiente Regulatório

O Ambiente Regulatório Brasileiro passou por importantes mudanças estruturais e conceituais ao longo das duas últimas décadas, resultando em três diferentes modelos regulatórios de eletricidade: o Modelo Estatal (até 1995); o Modelo do Mercado Livre (1995 até 2003) e o Novo Modelo, implementado em 2004 e válido até os dias de hoje. No âmbito do Modelo Estatal, o setor de energia era dominado quase que exclusivamente por empresas estatais verticalizadas que cobriam os segmentos de geração, transmissão e distribuição. Durante o período de monopólio estatal, a maior parte da capacidade de geração existente foi construída, composta, principalmente, de por grandes hidrelétricas com importante capacidade de armazenamento de energia.

A partir de 1995, devido a falta de capacidade financeira necessária para fazer investimentos na expansão da geração, transmissão e distribuição de energia, o governo iniciou um processo de privatização parcial, estruturado em quatro pilares principais: i) criação de um ambiente competitivo (Mercado Livre), com a eliminação gradual do consumidor cativo; ii) desmantelamento parcial de empresas estatais verticalizadas pela divisão e privatização dos segmentos de geração, transmissão e distribuição; iii) permissão de acesso

¹⁵ A primeira alteração de prorrogação do contrato tinha validade até 01 de março de 2011, a segunda alteração assinada em 25 de fevereiro de 2011 prorrogava a validade do contrato até 31 de março de 2011 e, em 12 de abril de 2011, uma terceira alteração prorrogou a validade do contrato até 06 de maio de 2011.



livre as linhas de transmissão para geradores e consumidores; e iv) estabelecimento da operação e da responsabilidade de planejamento no setor privado¹⁶.

A adoção do modelo de Mercado Livre permitiu a participação de entidades privadas, a implementação da Lei de Concessões (Lei n. 8.987 de 13 de fevereiro de 1995) e a promoção da construção de algumas usinas renováveis no Brasil.

Infelizmente, o modelo não proporcionou investimentos necessários na capacidade de geração para satisfazer o aumento da demanda, o que resultou em uma crise energética em 2001, quando o consumo energético dos consumidores e das indústrias foi racionado e o desenvolvimento da economia brasileira foi duramente atingido. Como uma resposta a essa crise, o Novo Modelo Regulatório foi posto em prática em 2004, resultando em um papel mais ativo do governo brasileiro que suspendeu os processos de privatização iniciados na década de 1990 centralizando as funções do planejamento energético a nível governamental nacional,¹⁷ embora tenha promovido investimentos no setor privado para financiar fundos que a expansão da capacidade de geração requer. Esse Novo Modelo Regulatório fornece um maior mecanismo de eficiência de aquisição de energia entre geradores e distribuidores, principalmente pela criação de dois ambientes de negociação de energia paralelos: Ambiente de Contratação Regulada – ACR, onde a energia final contratada é baseada em tarifas mais baixas definidas pelos leilões de energia, e o Ambiente de Contratação Livre - ACL.¹⁸

Ao avaliar os efeitos iniciais dessa mudança regulatória desde 2005 deve se observar que imediatamente a capacidade e a demanda de energia foram satisfeitas principalmente pela instalação de usinas termelétricas. De fato, entre 2005 e 2007, 63% da nova capacidade adicionada/contratada de geração de energia foi oriunda da construção de usinas abastecidas pela queima de combustíveis fósseis, enquanto as fontes de recursos energéticos não convencionais como a biomassa, os ventos e as pequenas centrais hidrelétricas representavam apenas 3% da nova capacidade de geração, sendo o restante representado pela instalação de grandes usinas hidrelétricas¹⁹. Essa situação mudou com o estabelecimento de políticas e incentivos adicionais para a promoção de energia limpa, como descrito abaixo.

A tabela abaixo resume a evolução da estrutura regulatória do Setor Elétrico Brasileiro:

¹⁶ Aguiar F.L. Modelo Institucional do setor elétrico Brasileiro, 2007, disponível em http://www.realestate.br/images/File/arquivosPDF/DST_FernandoAguiar.pdf, ultimo acesso em março de 2011.

¹⁷ Para mais informações, por favor, consulte o *Moody's Global Infrastructure – Regulatory Environment Improves for Brazilian Electric Utilities*. Agosto de 2008.

¹⁸ Para mais informações, por favor, consulte a Seção B.5.

¹⁹ *Novas Regras e Perspectivas para os Leilões de Energia*, Luiz Henrique Alves Pazzini, Consultor Técnico CCEE, apresentado na Cúpula Energética, Rio de Janeiro, Brasil, 12 de Agosto de 2009.

Tabela 07 – História do Ambiente Regulatório de Energia no Brasil

Modelo Anterior (até 1995)	Modelo de Mercado Livre (1995 até 2003)	Novo Modelo (2004)
Financiamento usando fundos públicos	Financiamento usando fundos públicos e privados	Financiamento usando fundos públicos e privados
Companhias verticalizadas	Companhias classificadas pela atividade: geração, transmissão, distribuição e comercialização	Companhias classificadas pela atividade: geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação
Companhias predominantemente controladas pelo Estado	Abertura do mercado e ênfase na privatização das companhias	Coexistência entre empresas controladas pelo Estado e companhias privadas
Monopólios – nenhuma competição	Competição na geração e comercialização	Competição na geração e comercialização
Consumidores Cativos	Consumidores livres e cativos	Consumidores livres e cativos
Tarifas reguladas em todos os setores	Preços são negociados livremente para geração e comercialização	Ambiente Livre: preços livremente negociados para geração e comercialização
Mercado Regulado	Mercado Livre	Coexistência entre Mercado Livre e Mercado Regulado
Planejamento Decisivo – Grupo de Coordenação para o Planejamento dos Sistemas de Energia Elétrica. (GCPS)	Planejamento Indicativo coordenado pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE)	Planejamento Indicativo coordenado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE)

Características dos diferentes ambientes de mercado: O Mercado Livre e o Mercado Regulado de Energia

Dentro desse novo ambiente regulatório, os geradores de energia, que podem ser empresas estatais ou privadas tem duas opções para vender sua energia e, portanto financiar seus projetos. No âmbito do ACR, os investidores oferecem a energia gerada pelo investimento nos leilões regulados de energia. As regras, condições e tecnologias elegíveis para esses leilões são definidos pelo Ministério de Minas e Energia (MME) e pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), enquanto os leilões são executados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). As principais modalidades de tais leilões referem-se a diferentes durações e datas de início dos respectivos contratos de compra de energia de longo prazo (PPAs), que podem ter duração de 20 ou 30 anos, dependendo da vida econômica ou operacional da fonte de energia e tecnologia subjacente. Após a conclusão dos leilões, os contratos de compra de energia de longo prazo (PPAs) são assinados entre o respectivo gerador de energia e o conjunto de companhias distribuidoras reguladas que são definidas pelo regulador. Tais contratos de longo prazo (PPAs) com um conjunto de companhias de distribuição representam uma opção mais convenientemente confiável para definir o fluxo de caixa a longo prazo, o que não é apenas importante para proteger o investidor de capital de variações inesperadas de mercado, mas também um requisito fundamental para a obtenção de condições adequadas para o financiamento de terceiros.

Os leilões são definidos e formatados para um ou para um conjunto de fontes e tecnologias específicas e assim permite que o governo influencie na expansão do parque gerador brasileiro. Em dezembro de 2009, ocorreu o primeiro leilão exclusivo para a compra de energia a partir de usinas eólicas, e depois, em agosto de 2010, ocorreu um segundo leilão exclusivo para fontes de energia não convencionais, onde usinas eólicas, pequenas centrais hidrelétricas e usinas a biomassa participaram. Recentemente, em agosto de 2011, dois novos leilões ocorreram para usinas eólicas, pequenas centrais hidrelétricas, usinas a biomassa e usinas a gás natural.

Alternativamente, os Produtores Independentes de Energia (PIE) tem a opção de vender eletricidade no Mercado Livre de Energia (ACL) onde os compradores e vendedores de eletricidade estão autorizados a negociar entre si as condições e cláusulas dos seus contratos de energia, como o preço, duração, garantias, obrigações de entrega e condições de pagamento.

Os consumidores que são elegíveis para participar no Mercado Livre são normalmente médias e grandes indústrias com significativa demanda de energia. De acordo com especificações e regulamentações aplicáveis, eles podem ser classificados em dois grupos:

- Os consumidores A1, A2 e A3 - são organizações com carga maior ou igual a 3.000 kW atendidas em tensão maior ou igual a 69 kV (novos consumidores instalados após 27/05/1998 atendidos em qualquer tensão). Estes consumidores podem comprar qualquer tipo de eletricidade de qualquer gerador de energia elegível.
- Consumidor Especial A4 - organizações com demanda maior que 500 kW e atendidas em qualquer tensão. Os consumidores especiais podem contratar apenas energia a partir de fontes renováveis incentivadas como usinas eólicas, pequenas centrais hidrelétricas, usinas a biomassa e usinas a gás de aterro sanitário.

No Mercado Livre, os contratos têm duração de curto e médio prazo, a maioria com duração de um a três anos, o que é completamente diferente dos contratos de longa duração (PPAs) de 20 ou 30 anos definidos no Mercado Cativo. Essa característica contratual do Mercado Livre implica em um importante risco de renovação do contrato e renegociação. Além disso, nesse mercado os contratos são assinados com clientes industriais individuais e não com um conjunto de companhias de distribuição reguladas, esse fato implica em um aumento de exposição do risco de crédito aos clientes. Concluindo, a venda de eletricidade no Mercado livre de Energia implica em aumento do nível de risco e exposição devido a oscilações na demanda e no preço da eletricidade.

A figura a seguir apresenta uma comparação entre o Mercado Cativo de Energia e o Mercado Livre de Energia.

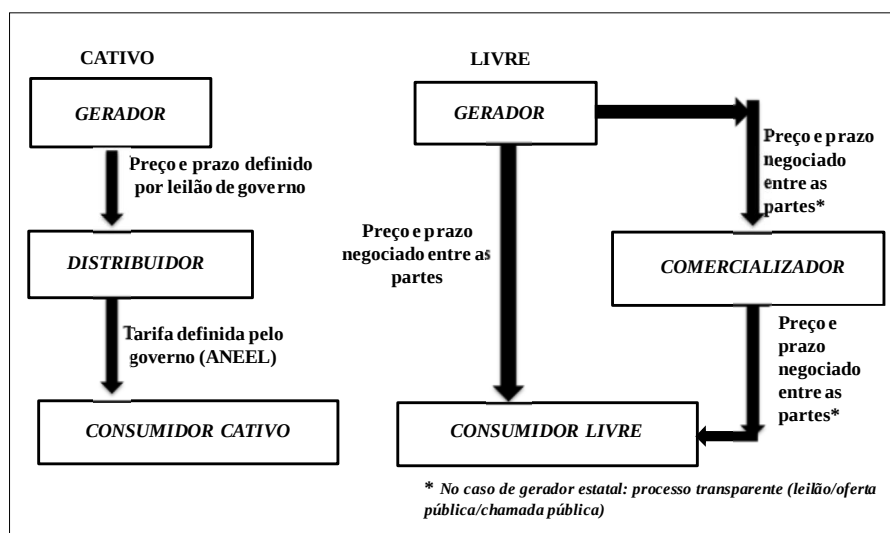


Figura 02 - Mercado Cativo e Mercado Livre de Energia

Políticas e incentivos para a promoção das energias renováveis

Como mencionado acima, inicialmente as energias renováveis, e, especialmente os recursos, não convencionais como o vento desempenharam um papel muito limitado na expansão da matriz energética brasileira. Em especial, a inserção da energia eólica é resultado de subsequentes políticas de incentivo. O primeiro incentivo foi a criação, em 2002, do Programa de Incentivo as Fontes Alternativas de Energia (PROINFA). O PROINFA é um programa do governo federal que define tarifas atrativas para investimentos em energias complementares como biomassa, pequenas centrais hidrelétricas e energia eólica.



Em complemento as tarifas atraentes, o programa PROINFA oferece um pacote especial de financiamento do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) e contratos de longo prazo (PPAs) de 20 anos oferecendo um importante mecanismo de proteção ao investidor contra as oscilações de vento e de condições de mercado.

Outro importante incentivo criado para usinas eólicas (e também aplicável a outras fontes renováveis como pequenas centrais hidrelétricas e biomassa) foi o estabelecimento de descontos nas taxas de utilização do sistema de transmissão/distribuição de eletricidade, o chamado TUST/TUSD-G. Esse desconto foi estabelecido para energias complementares que fornecem para o Sistema Interligado Nacional (SIN) até 30 MW.

Adicionalmente, a legislação também fornece descontos no pagamento da TUSD²⁰ para consumidores do Mercado Livre de Energia, desde que eles comprem a energia de fontes de energia incentivadas. A aquisição de energias incentivadas dá direito a empresa uma redução de pelo menos 50% nas taxas de sistema de distribuição. Esse desconto, quando comparado ao conjunto de eletricidade normal, oferece novamente às fontes de energia complementares vantagem comparativa uma vez, que acaba atraindo a preferência dos consumidores por contratos com esses recursos.

Além das políticas apresentadas, o incentivo mais importante para a expansão limpa da matriz de geração energética brasileira é oferecido pelo BNDES. Tradicionalmente, o BNDES que é um banco estatal brasileiro de desenvolvimento e, como tal, implementa políticas governamentais para o desenvolvimento econômico é a principal fonte de financiamento de infraestrutura para terceiros e de especial importância para o incentivo de capital exigidos pelo setor elétrico. Atualmente, desde o final de 2007, o BNDES estabeleceu políticas gerais para incentivar as fontes de energia renováveis e de baixa emissão de GEEs proporcionando condições de financiamento mais atraentes quando comparado a tecnologias intensivas de GEEs como petróleo, carvão e combustível usado em usinas térmicas.

As políticas e incentivos aqui apresentados serão ainda analisadas no sub-passo 2b para assegurar tratamento adequado na definição da linha de base dos projetos e na discussão de adicionalidade.

Dentro do contexto apresentado, a atividade de projeto Trairi, beneficiar-se-á do financiamento preferencial do BNDES, da redução na TUST/TUSD-G e buscará comercializar sua eletricidade no Mercado Livre Brasileiro, visando os consumidores do Mercado Livre de Energia que são elegíveis para comprar energia incentivada. Isso se constitui em uma estratégia inovadora, que diferencia o projeto Trairi dos demais projetos de energia eólica atualmente em operação no Brasil.

O projeto e a estratégia apresentados estão em total conformidade com as leis do Brasil, as regulações do setor elétrico.

Os cenários alternativos também não sofrem restrições e cumprem todas leis do Brasil, as normas e regulamentações mencionadas.

Passo 2. Análise de investimentos

A “Ferramenta para demonstração e avaliação de adicionalidade”, versão 06.0.0, afirma que os participantes do projeto podem optar por aplicar o Passo 2 (Análise de Investimento) ou o Passo 3 (Análise de Barreiras) para demonstrar a adicionalidade da atividade do projeto. Assim, a análise de investimentos deverá determinar se a atividade de projeto proposta não é:

- (a) A mais atrativa economicamente ou financeiramente;

²⁰ ANEEL (2004). Resolução Normativa nº 77. Disponível em <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2004077.pdf>. Último acesso em 14 de setembro de 2011.



- (b) Viável economicamente ou financeiramente, sem as receitas de venda das reduções certificadas de emissões (RCEs).

Para conduzir a análise de investimento, devem ser usados os seguintes passos:

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

De acordo com a “Ferramenta para demonstração e avaliação de adicionalidade”, versão 06.0.0, três opções podem ser aplicadas para conduzir a análise de investimentos. São elas: Análise de Custo Simples (Opção I), Análise de Comparação de Investimentos (Opção II) e Análise de Benchmark (Option III). Uma vez que esse projeto vai gerar benefícios econômicos/ financeiros que não estão relacionados com o MDL, através da venda da geração de energia, a opção I (Análise de Custo Simples) não é aplicável.

Ambas as opções II e III são aplicáveis a atividade de projeto, contudo, como a opção é investir ou não investir, a opção III - Análise de benchmark é a mais apropriada para avaliar a atratividade financeira da atividade de projeto.

Sub-passo 2b-Opção III. Análise de Benchmark

De acordo com a “Ferramenta para demonstração e avaliação de adicionalidade”, entre outras opções, taxas de desconto e benchmarks devem ser derivados de a) *“taxas de títulos do Governo, acrescido de um prêmio de risco adequado para refletir o investimento privado e / ou o tipo de projeto, comprovado por um especialista (financeiro) independente ou documentado por dados financeiros oficiais disponíveis publicamente”*. Baseado nessa provisão, os desenvolvedores do projeto definiram o benchmark usando o Modelo de Precificação de Ativos Financeiros (CAPM) e parâmetros oficiais e publicamente disponíveis que são padrões de mercado levando em consideração as provisões específicas do “Guia para avaliação da análise de investimentos – versão 05”. De acordo com o Guia 15, *“Se o benchmark está baseado em parâmetros que são padrões de Mercado, o custo de capital próprio deve ser determinado pela: (a) seleção de valores fornecidos pelo Apendice A; ou pelo (b) cálculo do custo de capital próprio utilizando as melhores práticas financeiras, com base em fontes de dados que podem ser claramente validadas pela EOD, justificando de forma apropriada esses fatores”*.

Baseado na provisão (b) desse Guia, os participantes do projeto apresentam um CAPM específico para o cálculo do custo de capital próprio com a consideração específica do financiamento de terceiros e um beta da indústria que reflete o risco específico de investimentos no setor de energia, bem como o impacto da alavancagem financeira sobre o risco do investidor de capital próprio. A necessidade de contemplar impactos específicos do financiamento de terceiros pelo BNDES é prontamente tratada pelo uso do CAPM, onde o cálculo do beta alavancado permite captar o impacto do financiamento de terceiros na exposição do capital próprio do investidor ao risco sistêmico de mercado.

A tabela 08 fornece uma visão global sobre o cálculo e as referências específicas que foram utilizadas.

**Tabela 08 – CAPM e as referências para o cálculo do custo de capital próprio para investimentos no setor elétrico brasileiro**

Variável	Valor	Parâmetro/Fórmula/ Comentário	Referência
Rfn Taxa Nominal Livre de Risco	4,46%	Rendimento do título do tesouro americano de 30 anos	[1]
π' Expectativa de Inflação Americana	2,18%	CPI – Índice de preço ao consumidor americano	[2]
Rfr Taxa Real Livre de Risco	2,23%	$Rfr = [(1 + Rf) / (1 + \pi) - 1]$	Calculado
Rm Prêmio de Risco de Capital Próprio	6,03%	Prêmio de Risco conforme calculado e publicado por Damadoran	[3]
Rc Prêmio de Risco País	3,00%	Premio de Risco País conforme calculado e publicado por Damadoran	[3]
β_U Beta desalavancado da indústria	0,78%	Beta desalavancado para o setor de energia conforme calculado e publicado por Damadoran	[4]
Wd Dívida/ Capital Total	50%	Valor padrão definido pelo Guia 18	[5]
We Capital Próprio/ Capital Total	50%		[5]
T Taxa Marginal de Imposto	0%	Os pagamentos de juros não reduzem o pagamento de impostos no âmbito do regulamento fiscal relevante	[6]
β_L Beta alavancado da indústria	1,56%	$\beta_L = \beta_U * [1 + (1 - t) * (D/E)]$	Calculado
Ke Custo de Capital Próprio – em termos reais	14,64%	$Ke = Rf + \beta * Rm + Rc$	Calculado

[1] Reserva Federal (Federal Reserve): Rendimento do título do tesouro americano de 30 anos (2006-2010) disponível em <http://www.federalreserve.gov/datadownload/Output.aspx?rel=H15&series=b56abb6d9cc35f28ccf86b8a0188e948&lastObs=&from=&to=&filetype=csv&label=include&layout=seriescolumn>

[2] Ministério do Trabalho dos EUA: Índice de Preços ao Consumidor (Indicador CPI) (2010-2016) disponível em <http://ftp.bls.gov/pub/special.requests/cpi/cpiat.txt>

[3] Website Damadoran: Dados históricos sobre ações e títulos – EUA, conforme dados de janeiro de 2011, disponíveis em <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>

[3] Website Damadoran: Prêmio de Risco País para outros mercados, conforme dados de janeiro de 2011, disponíveis em <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>

[4] Website Damadoran: Betas por setor, dados de Janeiro de 2011, calculado a partir de 05 anos de dados históricos. Linha “Power” disponível em http://people.stern.nyu.edu/adamodar/New_Home_Page/datafile/Betas.html

[5] Website UNFCCC: Guia para Avaliação da Análise de Investimentos, versão 05, disponível em http://cdm.unfccc.int/Reference/Guidclarif/reg/reg_guid03.pdf

[6] Receita Federal: <http://www.receita.fazenda.gov.br/Aliquotas/ContribCsl/Aliquotas.htm>

O resultado de 14,64% (termos reais/ pós-impostos) obtido com base no CAPM para cálculo do retorno de capital próprio para empresas de energia é compatível com a recente publicação “*Economia da Mudança do Clima no Brasil: Custos e Oportunidades*”²¹, de Janeiro de 2010 que define que a taxa interna de retorno (TIR) para investimento de capital em usinas de geração de energia eólica é 15% (em termos reais).

Concluindo, o benchmark foi obtido a partir do CAPM com base em variáveis que são padrão de mercado, levando em consideração as circunstâncias específicas do projeto e as condições de

²¹ Sergio Margulis, Carolina Burle Schimdt Dubeux (ed.); “*Economia da Mudança do Clima no Brasil: Custos e Oportunidades*”. Disponível em <http://pt.scribd.com/doc/34595160/Economia-Do-Clima>. Último acesso em 21 de Julho de 2011.



financiamento. O benchmark resultante é também obtido em termos reais e, portanto é compatível com a análise de investimentos apresentada abaixo. Adicionalmente, o benchmark é comparável com referências relevantes de prestígio que foram desenvolvidas e publicadas em cooperação com entidades governamentais brasileiras que abordam especificamente o custo de mitigação de GEEs com a geração eólica de energia.

Compatibilidade do benchmark com o cálculo do indicador financeiro

Como a Taxa Interna de Retorno (TIR) do acionista será utilizada como indicador para a discussão de adicionalidade, o retorno financeiro do projeto será calculado de acordo e em conformidade com os critérios e provisões definidos pela “*Ferramenta de Demonstração e Avaliação de Adicionalidade*”.

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

A análise do fluxo de caixa dos acionistas da Central Eólica Trairi em termos reais e todas as referências e as premissas são disponibilizados para a Entidade Operacional Designada (EOD) que irá executar a validação do projeto.

Todas as premissas e dados utilizados na análise de investimentos estavam válidos e aplicáveis no momento da tomada de decisão do investimento. Os efeitos da tributação no fluxo de caixa foram considerados de acordo com a legislação aplicável. A seguir, uma visão geral das principais premissas e as características da análise de investimento, conforme os principais critérios, requisitos e orientações fornecidos pelo Conselho Executivo do MDL.

Características Gerais da Análise de Investimentos e Cálculo do Indicador Financeiro

- **Período de Avaliação:** O fluxo de caixa considera um período de 20 anos de vida econômica que corresponde ao tempo de vida útil dos aerogeradores. Isto está de acordo com o *Guia para avaliação da análise de investimentos*, versão 05, item 03, que define o cálculo da TIR deve refletir, de preferência, o período esperado de operação da atividade de projeto.
- **Valor dos ativos da atividade de projeto no fim do período de avaliação:** Como o período de avaliação abrange os 20 anos vida útil de operacional esperada do projeto, nenhum valor residual deve ser considerado.
- **Depreciação:** O período de depreciação dos ativos é também de 20 anos, conforme orientações do Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico (página 209), publicado pela Agência Nacional de Energia Elétrica²². Por se tratar de item contábil que não envolve desembolsos, a depreciação foi deduzida para cálculos tributários e adicionada ao lucro líquido para efeitos de cálculo da TIR ao acionista.
- **Cálculo da TIR ao Acionista:** O propósito da TIR ao acionista é determinar o retorno final do investimento inicial de capital próprio. Dessa forma, o cálculo da TIR ao Acionista considera apenas o montante de investimento de capital próprio como saída de caixa, uma vez que o custo do serviço da dívida (juros e principal) já é considerado como despesa, não devendo ser contabilizado duplamente.
- **Natureza do Fluxo de Caixa:** A análise do fluxo de caixa do acionista foi realizada em termos reais, sem considerar o impacto da inflação e o pagamento de impostos. O resultado do indicador financeiro é, portanto a taxa interna de retorno pós-impostos, dada em termos reais e com isso compatível com o benchmark definido acima.

²² ANEEL (2009). Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico. Anexo à Resolução Normativa nº 367/2009 de 02 de Junho de 2009. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/cedoc/aren2009367_2_primeira_Ver.pdf. Último acesso em 21/07/2011.



Políticas Setoriais E-

Em sua vigésima segunda reunião e referindo-se às suas decisões do EB 16, o Conselho Executivo do MDL reafirmou que as políticas setoriais e/ou nacionais e circunstanciais devem ser levadas em consideração para o estabelecimento do cenário de linha de base, sem criar incentivos perversos que possam impactar nas contribuições do país anfitrião para o objetivo final da Convenção. Dessa forma, o Conselho Executivo concordou em definir políticas E- como:

“Políticas nacionais e/ou setoriais ou regulamentos que dão vantagens para tecnologias menos intensivas em emissões quando comparadas com tecnologias mais intensivas em emissões (ex. subsídios públicos para promover a difusão de recursos para a energia ou financiamento de programas para energias eficientes)”

Além disso, o Conselho concordou que tais políticas devem ser tratadas da seguinte forma:

Políticas E- “que tenham sido implementadas desde a aprovação pela COP do CDM M&P (decisão 17/CP. 7, 11 de novembro de 2001) não precisam ser levadas em consideração no desenvolvimento de um cenário de linha de base (ex. o cenário de linha de base pode fazer referência a uma situação hipotética sem as políticas setoriais e/ou nacionais ou regulações do local).”

Dessa forma, a ferramenta de adicionalidade que inclui uma nota de rodapé para o cálculo dos indicadores financeiros na análise de investimentos afirma que a inclusão de subsídios na análise de investimentos está sujeita à orientação sobre tais políticas.

A importância desse conceito foi reforçada pelo CMP 5 em Copenhague que afirmou que *“é uma prerrogativa para o país anfitrião decidir a concepção e a implementação de políticas para promover tecnologias de baixa emissão de gases do efeito estufa e o Conselho Executivo deve assegurar que essas regras e orientações não vão criar incentivos perversos para os esforços de redução de emissões”*.

De acordo com o resumo apresentado no sub-passo 1b, a regulação energética oferece efetivamente um conjunto de incentivos econômicos e regulatórios que visam promover fontes de energias renováveis para garantir a expansão de eletricidade no país baseada em recursos e tecnologias de baixa emissão de carbono.

O foco no desenvolvimento de fontes renováveis não convencionais e projetos hidrelétricos estruturantes foi consolidado na estratégia de mitigação do setor de energia apresentado pela Comunicação do Governo Brasileiro para a UNFCCC durante a CMP 5 em Dezembro de 2009, que mais tarde foi aprovada pela Lei da Política Nacional de Mudanças Climáticas (Lei 12.187 de 29 de dezembro de 2009) e pelo Decreto 7.390 de 09 de dezembro de 2010. Esses dois instrumentos legais estabeleceram a necessidade de um Ambiente Regulatório para a adoção das Ações de Mitigação Apropriadas Nacionalmente (NAMAS) e confirma o MDL como um importante mecanismo para alcançar as metas de redução de emissões voluntária brasileira. Como preparação para a publicação do Decreto Regulamentar 7.390, a Empresa de Pesquisa Energética – EPE lançou um plano de redução dos GEEs detalhado para o setor de energia que também enfatizou a relevância do MDL e dos incentivos concedidos pelo BNDES para a expansão mais limpa da matriz energética brasileira.²³

A presença destes incentivos requer seu adequado tratamento na avaliação da adicionalidade e especificamente na análise de investimento. Para esta finalidade o parágrafo a seguir identifica e discute

²³ “Abatimento das Emissões relacionadas à produção e ao uso da energia no Brasil até 2020”, Versão Preliminar 2.03, 25/10/2010.



os regulamentos pertinentes e define seu tratamento de acordo com as normas e princípios definidos pela EB 22.

Política E- #01 - Redução na Taxa de Uso do Sistema de Distribuição/Transmissão (TUSD/TUST - G) para Energias Renováveis Complementares

Através da Resolução nº 77, de 18 de Agosto de 2004²⁴, a Agência Nacional de Energia Elétrica, estabeleceu desconto de 50% (cinquenta por cento) às tarifas de distribuição e de transmissão (TUSD/TUST – G), para empreendimentos de energia renovável complementares como os projetos de geração de energia eólica com capacidade instalada injetada na rede menor ou igual a 30.000 kW.

Essa política setorial foi estabelecida em 18 de agosto de 2004 e, portanto após 11 de novembro de 2001. Assim, ela representa uma *"Vantagem comparativa para tecnologias menos intensivas em emissões em relação às tecnologias mais intensivas em emissões"* e são classificadas como Políticas E-. Adequadamente, o incentivo não será considerado para o cenário de linha de base e para a análise de investimentos, levando-se em consideração a *"situação hipotética sem as políticas nacionais e / ou setoriais ou regulações colocadas em vigor."*

Política E- # 02 - Condições de Financiamento oferecidas pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES)

O Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) vem historicamente²⁵ exercendo um papel fundamental na implementação das políticas governamentais para o desenvolvimento econômico fornecendo financiamento de longo prazo para investimentos do setor privado em infraestrutura, em especial no setor elétrico nacional.

Nos anos posteriores a privatizaçãodo setor elétrico e especialmente após o início do Novo Modelo Regulatório do setor, o BNDES priorizou fazer financiamentos para a expansão do abastecimento de energia e consequentemente, garantir a segurança do fornecimento sem restrições ao crescimento econômico. Durante este período, o banco não teve uma política geral para oferecer diferentes condições para qualquer tipo de fonte de eletricidade, além de sua atividade limitada, no programa PROINFA onde condições de financiamento diferenciadas eram aplicadas. A partir de 2007, e levando em conta a participação crescente de combustíveis fósseis alimentando usinas térmicas, o BNDES iniciou a revisão da sua política a partir da diferenciação de condições de financiamento com o objetivo claro de promover as energias renováveis e de baixa intensidade de GEEs em detrimento ao carvão e ao óleo de usinas térmicas.

O papel central do banco deve ser analisado no contexto da Política de Mudanças Climáticas Brasileira. O fato de o BNDES ser um instrumento da política brasileira e, especificamente, da Política de Combate às Mudanças Climáticas é referenciado pelo Plano Nacional de Mudanças Climáticas²⁶ e pela própria Política Nacional de Mudança do Clima (PNMC)²⁷. A atividade específica no setor energético é referenciada pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), entidade vinculada ao Ministério de Minas e Energia do Brasil, que emitiu o documento “Abatimento de emissões relacionadas à produção e ao uso da

²⁴ ANEEL (2004). Resolução Normativa nº 77, de 18 de Agosto de 2004. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2004077.pdf>. Último acesso setembro de 2011.

²⁵ Lage de Souza (BNDES) e Ottaviano (Universidade de Bolonha): *The effects of BNDES loans on the productivity of Brazilian manufacturing firms*, Julho de 2009, acesso em http://www.merit.unu.edu/MEIDE/papers/2009/1236186324_FS.pdf & <http://virtualbib.fgv.br/ocs/index.php/sbe/EBE09/paper/view/1023/354>, último acesso em março de 2010.

²⁶ Esse plano cita diretamente na página 115 um resumo das linhas de financiamento, fundos e instrumentos financeiros do BNDES relacionados a ações de combate às mudanças climáticas. O PNMC está disponível em: http://www.dialogue4s.de/media/Brazil_National_Climate_Change_Plan.pdf. Acessado em 02 de agosto de 2011.

²⁷ Artigo 6º da Lei 12.187 que institui a Política Nacional de Mudança do Clima.



energia no Brasil até 2020”. A publicação descreve claramente a importância da atuação do BNDES na implementação de políticas de mitigação brasileira e na trajetória de expansão limpa no setor de energia.

Para analisar a evolução das políticas operacionais que definem as condições de financiamento oferecidas pelo BNDES, é necessária a compreensão dos itens que compõem as condições de financiamento oferecidas pelo banco:

Custo do financiamento total = Custo do financiamento + spread básico do BNDES + spread de risco de crédito

Onde:

- Custo de financiamento - corresponde ao custo atual de financiamento do BNDES, ou seja, trata-se dos juros efetivamente pagos pelo banco para a obtenção de fundos necessários para suas operações. Este custo é primordialmente definido pela remuneração da taxa de juros de longo prazo (TJLP), divulgada pelo Ministério da Fazenda do Brasil.
- Spread Básico do BNDES - representa o retorno padrão exigido pelo BNDES para financiar determinado empreendimento. Trata-se da principal ferramenta política de financiamento, uma vez que permite ao banco fixar a remuneração de acordo com suas prioridades e estratégias.
- Spread de Risco de Crédito - representa o spread de risco necessário para remunerar o banco para incorrer no risco de crédito de um determinado projeto. Como tal, reflete a percepção do risco de insolvência do credor (investidor), baseado na avaliação do fluxo de caixa do projeto e na capacidade de fornecer garantias adicionais. Consequentemente, esta é uma variável específica do projeto definida com base em termos técnicos e não está sujeito a qualquer política específica.

Como pode ser referenciado para todas as variáveis apresentadas acima, em 2006 e previamente, o BNDES aplicou idênticas condições e critérios para todas as fontes de energia e não houve preferência por óleo, carvão ou gás de fontes térmicas, nem por fontes renováveis. Isto significa que o custo do financiamento, spread básico e os critérios para a definição do spread do risco de crédito assim como o período para amortização e participação máxima foram sempre iguais para todos os tipos de fontes de energia, independentemente da sua intensidade de emissões de GEEs. Uma visão geral das condições aplicáveis em 2006 é fornecida na tabela 09.

Em 2007, o BNDES aperfeiçoou as condições de financiamento para o setor de energias renováveis, primeiro para grandes hidrelétricas e depois, em 2008, para todas as fontes de energia renováveis e projetos de cogeração de gás eficientes em GEEs. Como resultado, o banco aumentou a taxa utilizada para termelétricas a carvão e óleo para 1,8% e reduziu para 0,9% a remuneração básica para outras fontes com intensidade de GEEs mais baixas, como as usinas eólicas e as pequenas e médias centrais hidrelétricas.

Além disso, a política operacional do BNDES define o custo financeiro de financiamento de 100% TJLP para as energias eficientes em GEE e fontes renováveis, enquanto as usinas movidas a carvão e óleo são remuneradas por um mix de 50% TJLP e 50% TJ-452²⁸. Segundo dados fornecidos pelo website do BNDES, a TJ-452 é igual à TJLP +1%²⁹, o que resulta num custo financeiro um pouco mais elevado.

²⁸Fonte:

http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Apoio_Financeiro/Produtos/FINEM/energia_eletrica_geracao.html. Acesso em 28/06/2011

²⁹Fonte: http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Apoio_Financeiro/Custos_Financeiros/Composicao/. Acesso em 28/06/2011

Por outro lado, não há nenhuma diferenciação nas taxas de risco de crédito entre os diferentes tipos de tecnologias. Estas taxas variam em função de um projeto específico e não possuem relação direta com a política de incentivo do banco.

A tabela a seguir apresenta a evolução das condições de financiamento fornecidas pelo BNDES.

Tabela 09 – Evolução das Condições de Financiamento do BNDES (2006-2010)

Componente Analisado	Evolução das políticas do BNDES e das vantagens comparativas para Energias Menos Intensivas em Emissões de GEE	
	2006	2010
Participação do BNDES no Financiamento		
Custo do Financiamento		
Custo de financiamento do BNDES para energias intensivas em GEE	80% TJLP e 20% IPCA (NTN-B)	50% TJLP e 50% TJ-452
Custo de financiamento do BNDES para energias eficientes em GEE	80% TJLP e 20% IPCA (NTN-B)	100% TJLP
Vantagem comparativa para energias eficientes em GEE	0	100% TJLP
Remuneração do BNDES		
Remuneração do BNDES para energias intensivas em GEE	1,5%	1,8%
Remuneração BNDES para energias eficientes em GEE	1,5%	0,9%
Vantagem comparativa para energias eficientes em GEE	0%	0,9%
Risco de Crédito		
Risco de crédito para energias intensivas em GEE	Calculado em função do risco do crédito, de 0,8% a 1,8%	Calculado em função do risco do crédito, de 0,46% a 3,57%
Risco de crédito para energias eficientes em GEE		
Vantagem comparativa para energias eficientes em GEE	0	0

Fonte: Baseado em Siffert Filho (2006, 2007) e BNDES.

O resultado dessas melhores condições oferecidas pelo BNDES desde 2007 foi o aumento da participação de projetos de energias renováveis e, pela primeira vez, a participação de empreendimentos de energia eólica fora do PROINFA, como iniciado pelo exitoso Leilão Energia de Reserva de sucesso em dezembro de 2009.

Devido à intensidade de capital estrutural das fontes de energia renováveis, as políticas de financiamento definidas pelo BNDES e a vantagem comparativa resultante adquirida pelas fontes de energia limpas e renováveis, juntamente com as receitas vindas do MDL tem um importante papel na trajetória de expansão da matriz energética brasileira. Os resultados obtidos mostram as estratégias de mitigação brasileiras definidas em documentos de referência como PNE 2030, Plano Nacional de Mudanças Climáticas e “Abatimento das emissões de GEEs devido a produção e uso de energia no Brasil até 2020”. Além disso, eles estão em plena consonância com a comunicação nacional que foi fornecida à CQNM como parte do acordo em Copenhague e a legislação nacional aplicável que define a Política Nacional de Mudanças do Clima, todos eles definiram que o MDL deverá continuar a ser uma ferramenta complementar para a implementação da política de mitigação e para o cumprimento das metas voluntárias de redução dos GEEs (NAMAs Brasileiras).

Dessa forma, no caso das condições de financiamento oferecidas pelo BNDES, a vantagem comparativa oferecida para energias menos intensivas em GEEs é o menor custo da dívida em comparação com custo de financiamento para energias mais intensivas em GEEs, que é mensurado pela diferença entre as



respectivas taxas praticadas. Por consequência, a vantagem comparativa apresentada pela política pode ser eliminada da análise financeira através do uso das condições de financiamento oferecidas pelo BNDES para as tecnologias mais intensivas em GEEs.

Seguindo os requerimentos da Ferramenta de Adicionalidade e as orientações do Guia do Conselho Executivo do MDL para as políticas E-, os desenvolvedores de projeto excluíram os subsídios oferecidos a tecnologias menos intensivas em GEEs pelo BNDES e assumiram as condições de financiamento oferecidas para tecnologias intensivas em GEEs. Com este ajuste é possível ignorar o efeito da vantagem comparativa que é fornecida pelo Governo Brasileiro para projetos que contribuam para os objetivos finais da UNFCCC.

A tabela a seguir compara as diferenças das condições de financiamento oferecidas pelo BNDES.

Tabela 10 - Principais diferenças entre as condições existentes para energias eficientes e intensivas em GEEs

Condições	Condições para fontes de energia eficientes em GEEs	Condições para fontes de energia intensivas em GEEs	Condições aplicadas à Análise de Investimento do Projeto de MDL
Custo do Financiamento	100% TJLP	50% TJLP + 50% TJ-452	50% TJLP + 50% TJ-452
Remuneração do BNDES	0,9% a.a	1,8% a.a	1,8% a.a

Premissas utilizadas no Fluxo de Caixa

Após a devida discussão das considerações e pressupostos, segundo as orientações do Guia do Conselho Executivo do MDL, as premissas utilizadas no fluxo de caixa do projeto são apresentadas abaixo:

Tabela 11 – Entradas financeiras utilizadas na Análise de Investimento

Receitas			
Item	Descrição	Unidade	Valores
Energia Comercializada	A geração de eletricidade foi projetada com base no fator de capacidade da Central Eólica Trairi, determinado por empresa certificadora especializada e de acordo com os requisitos do BNDES para financiamento de atividades de geração de energia eólica. Este pressuposto está em conformidade com as disposições do “ <i>Guia para reporte e validação do fator de capacidade</i> ”.	GWh/ano	97,211
Preço de Energia	Como os contratos de longo prazo (PPAs) não são disponíveis no Mercado Livre de Energia, o preço médio alcançado no “Leilão de Fontes Alternativas” promovido pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), ocorrido em 26/08/2010 foi utilizado como referência.	R\$/MWh	130,00
Investimento			
Item	Descrição	Unidade	Valores
Investimento (CAPEX)	O CAPEX foi definido, em sua maior parte, com base em contratos preliminares assinados com fornecedores dos aerogeradores, de equipamentos elétricos e de obras civis. Custos de engenharia do proprietário, seguros, materiais, serviços de terceiros e contingências foram incluídos no orçamento total estimado no momento da tomada de decisão do investimento.	R\$	110.950.000
Arrendamento das terras – fase de implantação	Conforme contratos estabelecidos com proprietários de terra.	R\$/ano	63.000



Custos Operacionais			
Item	Descrição	Unidade	Valores
Custos de Operação e Manutenção	Orçado conforme recomendações do Guia Geral publicado pela Eletrobrás/Centro de Pesquisas em Energia Elétrica.	R\$/MW.ano	88.000
Arrendamento das terras – fase operacional	Conforme contratos estabelecidos com proprietários de terra.	%	1,5% da receita bruta
TUST-G	Orçado conforme estimativa do Departamento de Assuntos Regulatórios e de Mercado da Tractebel Energia baseado em regulamentações aplicáveis. Projetos podem ser conectados a linhas de distribuição ou a linhas de transmissão. Se o projeto está conectado a linha de distribuição, a TUSD-G é aplicável e se está conectado a linha de transmissão, a TUST-G é aplicável. Essa usina está conectada a linha de transmissão.	R\$/KWh.mês	2012 – 6,05 2013 – 6,35 2014 – 5,17 2015 – 3,90 2016 – 3,79 2017 – 3,78 A partir de 2018 – 3,58
Total de Taxas Setoriais	A Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica de acordo com a Lei nº 9.427 / 1996; as Taxas com o ONS (Operador Nacional do Sistema) e com a Câmara de Comercialização de Energia (CCEE) foram orçadas conforme experiência prévia da empresa com a Usina a Biomassa Ibitiúva.	R\$/ano	56.700
Condições de Financiamento			
Item	Descrição	Unidade	Valores
Taxa de Juros	Orçado de acordo com as condições fornecidas pelo BNDES para tecnologias mais intensivas em GEEs, conforme descrito na apresentação das políticas E-. Adotou-se um risco de crédito conservador de 1,1%.	%/ano	9,4
Período de Amortização	Orçado conforme política de financiamento do BNDES para o setor de energia.	Anos	14
Período de Carência	Orçado conforme política de financiamento do BNDES para o setor de energia.	Anos	0,5
Alavancagem do projeto	Como o projeto ainda não possui estrutura de capital definida, foi adotada a alavancagem padrão de 50% proposta pela UNFCCC no item 17 do <i>Guia sobre a Avaliação da Análise de Investimentos</i> , versão 05.	%	50
Impostos			
Item	Descrição	Unidade	Valores
PIS/COFINS	Orçado conforme legislação brasileira aplicável.	%	3,65% sobre receita bruta
Imposto de Renda	Orçado conforme legislação brasileira aplicável.	%	25% sobre 8% da receita bruta
Contribuição Social	Orçado conforme legislação brasileira aplicável	%	9% sobre 12% da receita bruta

A taxa interna de retorno ao acionista, em termos reais, resultante do fluxo de caixa elaborado com base nas premissas é de **3,31%**.

Resultados da Análise de Investimento

A tabela abaixo mostra um resumo comparativo entre o indicador financeiro e o benchmark do projeto:

TIR ao Acionista de 3,31% < Benchmark de 14,64%



A análise de investimentos foi conduzida de acordo com a opção III da “*Ferramenta para demonstração e avaliação de adicionalidade*” e os resultados mostram que o indicador financeiro do projeto é menos favorável do que benchmark. Consequentemente, pode-se concluir que a atividade de projeto, sem as receitas do MDL, não pode ser considerada financeiramente atrativa.

Sub-passo 2d. Análise de sensibilidade

As principais variáveis que podem afetar as finanças do projeto são (i) as receitas do projeto (ii) o CAPEX; (iii) o custo de O&M (OPEX) e (iv) o custo do financiamento.

A análise de sensibilidade é conduzida para fornecer uma verificação da adequação das premissas utilizadas no desenvolvimento da análise de investimentos. O objetivo é confirmar quão sólida é a análise dos sub-passos 2b e 2c.

Receitas do Projeto

As receitas dos projetos eólicos dependem exclusivamente de dois fatores: a energia gerada e o preço da venda de energia, que serão discutidos individualmente, mas que estão relacionados, uma vez que as incertezas e variações na produção de eletricidade têm impacto nas condições comerciais, nos preços de eletricidade e, portanto, nas receitas e multas. Como mencionado anteriormente, a Central Eólica Trairi adotará uma estratégia inovadora de comercialização de eletricidade no Mercado Livre de Energia. Nesse mercado, os prazos de contrato são assinados por um período de curto e médio prazo, expondo os investidores às variações de demanda e de preço. Com a imprevisibilidade de receitas, o projeto fica exposto a um risco maior do que os empreendimentos que firmam contratos de longo prazo no Ambiente de Contratação Regulada.

Com relação ao volume de energia gerada, o projeto está sujeito a significativas variações e incertezas bem como ao risco estrutural de subprodução de ventos. A esse respeito, é importante destacar que, segundo informações fornecidas pela Eletrobrás³⁰, em 2009 e 2010, o desempenho de geração de energia eólica dos projetos do PROINFA, que representa a única experiência disponível de geração de energia eólica no Brasil, foi significativamente abaixo da expectativa de volume da energia esperada e vendida por esses empreendimentos. Isso também é confirmado pelos relatórios de monitoramento de geração publicados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)³¹ para o período de 2007 a Outubro de 2011. Os dados mostram que das treze centrais eólicas centralmente despachadas, 11 usinas tiveram um fator de capacidade abaixo da projeção original. Se considerarmos somente as usinas localizadas na região nordeste, local onde a atividade do projeto está localizada, todas as plantas tem demonstrado um desempenho significativamente inferior ao fator de capacidade originalmente projetado. De fato, durante todo o período de geração de energia, o desempenho do fator de capacidade das usinas eólicas foi de apenas 67% do originalmente projetado. Esse baixo desempenho pode estar relacionado a duas possíveis razões: (i) a produção eólica nos últimos anos têm sido menor que a projeção histórica e/ou (ii) estimativas muito otimistas e projeções agressivas dos consultores de engenharia (empresas certificadoras de vento).

Com base nesses dados, podemos concluir que o aumento das receitas devido à superprodução de eletricidade não é um cenário provável ou esperado, no entanto há um risco significativo na diminuição das receitas devido ao baixo desempenho das usinas eólicas.

³⁰ Plano Anual do PROINFA – PAP 2011.

³¹ Relatório ONS “Acompanhamento mensal da geração de energia das usinas eolielétricas com programação e despacho centralizado pelo ONS” e planilhas do Excel “Geração Eólicas”, Outubro/2011. Documento Boletim_Eolica_out-2011, disponível no data room, folder < Findings\CAR_03>, bem como a partir do site http://www.ons.org.br/resultados_operacao/boletim_mensal_geracao_eolica/index.aspx.



Além disso, esse baixo desempenho não somente reduz as receitas, mas implica em riscos materiais de multas, se a eletricidade vendida nos termos do regulamento do Mercado Livre que não oferece nenhuma flexibilidade para compensar o baixo desempenho das usinas. Por exemplo, nos contratos padrões de longo prazo (PPAs) do PROINFA, a Eletrobrás compra 100% da energia produzida a um preço fixo que é indexado pela inflação (IGPM). Os PPAs asseguram que o projeto deverá receber pelo menos 70% da energia contratada inicialmente durante o período de financiamento com o BNDES.

Em contrapartida, nos termos da regulação do Mercado Livre, se a eletricidade contratada não é entregue, o comprador tem o direito de rescindir o contrato. Geralmente, quando essa situação ocorre, o vendedor pode: (i) comprar eletricidade no mercado (ficando exposto a variações no preço do mercado) ou (ii) pagar multa devido a falhas na entrega. Ambas as opções representam um risco significativo para o investidor.

Portanto, de acordo com o exposto acima, o risco e impactos do baixo desempenho de geração nas receitas do projeto são muito maiores do que a probabilidade de aumento da receita devido a superprodução de energia.

No que se refere ao preço de eletricidade pago por cada MWh entregue de acordo com o contrato, o investidor projeta que o preço médio do último leilão anterior a data de início da atividade de projeto, o “Leilão de Fontes Alternativas”, promovido pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) em 26 de Agosto de 2010, é um indicador adequado para o futuro e, portanto é utilizado como base para a projeção do fluxo de caixa. Apesar das oscilações de preço do Mercado Livre de Energia serem inerentes ao sistema, pode-se assumir que as condições do Mercado Livre convergem com as do Mercado Regulamentado. Consequentemente, o preço médio alcançado antes da decisão de investimento dessa atividade de projeto é uma referência adequada para a presente avaliação.

Para referenciar ainda mais, que esta hipótese é conservadora nos termos do MDL, é interessante analisar os dados de mercado que foram obtidos após a data de início do projeto. Após o “Leilão de Fontes Alternativas”, três leilões³² organizados pelo Governo ocorreram em 2011. Os preços médios foram de R\$ 102,07/MWh (leilão de 02/2011); R\$ 99,61/ MWh (leilão 03/2011) e R\$ 102,18/MWh (leilão 07/2011). Concluindo, todos os leilões apresentaram valores significativamente abaixo de R\$ 130/MWh estimado para este projeto e, portanto a premissa de preço dos investidores na data de início do projeto eram ambiciosas e, portanto, conservadora nos termos do MDL.

Isto significa que é improvável que as receitas aumentarão significativamente devido aos preços mais elevados da eletricidade e que existe uma significativa probabilidade que os preços menos atraentes deteriore as receitas, quando comparado com as projeções originais.

Observando os dados acima, percebe-se que, dificilmente, o cenário de geração de receitas serão consistentemente 10% acima do projetado na análise de investimentos. Mesmo que isso ocorra, por um motivo inesperado, uma receita efetiva de 53,1% acima do projetado é necessária para alcançar o benchmark. Em outras palavras, o preço ou o volume de energia vendida teria que estar em média 53,1% acima do valor projetado para toda a vida útil da atividade de projeto. Esses cálculos demonstram que é muito improvável que variações na receita tornem a TIR ao acionista maior que o benchmark definido.

CAPEX

Investimentos em infraestrutura são propensos a custos excedentes devido a imprevistos, enquanto economias significativas não são muito comuns. Consequentemente, uma sensibilidade de 10% de redução das despesas de capital é um pressuposto razoavelmente conservador no contexto do MDL. Sob esse cenário, a TIR ao acionista aumentaria, mas não alcançaria o benchmark. Isso só ocorrerá se o

³² Disponível em: http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_geracao/edital_geracao.cfm



CAPEX for 43,74% abaixo das projeções originais, o que não é um cenário realista devido ao fato dos principais contratos de construção e de fornecimento de aerogeradores já terem sido estabelecidos na data decisão de investimento. Por outro lado, um aumento de 10% no capital investido, que é um cenário muito mais provável, deterioraria ainda mais a TIR do projeto conforme a expectativa no caso base.

Custo de O&M

Os custos operacionais incluem custos de transmissão, taxas setoriais, custos de operação e manutenção, revisão regular e despesas de arrendamento de terras. O resultado da análise de sensibilidade mostra que uma redução de 10% em todos esses custos quando comparado com o pressuposto caso base, não afetam materialmente o retorno do projeto. De fato, mesmo que o custo operacional seja zero, isso não elevaria a TIR ao benchmark.

Custo do Financiamento

O custo de empréstimo levou em consideração a política setorial E-, descrita anteriormente. O custo do empréstimo também não afeta significativamente a TIR ao acionista. Mesmo considerando um financiamento sem custo, a TIR não atinge o benchmark.

Assim, é pouco provável que esses itens sofram alterações que contribuam com um aumento na atratividade financeira e econômica que não esteja coberto pela faixa de variação entre 0 e 10%. Portanto, essa variação entre 0 e 10% cobre mais que os cenários prováveis.

A tabela a seguir apresenta os resultados para as variações dos principais parâmetros que podem afetar o fluxo de caixa ao acionista da Central Eólica Trairi.

Tabela 12 - Análise de Sensibilidade da Central Eólica Trairi

VARIAÇÕES NO PREÇO DE ENERGIA	
Situação Projetada	TIR ao Acionista
0%	3,31%
-10%	0,79%
+10%	5,65%
VARIAÇÕES NO CAPEX	
Situação Projetada	TIR ao Acionista
0%	3,31%
-10%	5,13%
+10%	1,73%
VARIAÇÕES NO CUSTO DE O&M	
Situação Projetada	TIR ao Acionista
0%	3,31%
-10%	4,03%
+10%	2,57%
VARIAÇÕES NO CUSTO DO FINANCIAMENTO	
Situação Projetada	TIR ao Acionista
0%	3,31%
-10%	3,57%
+10%	3,05%

A análise de sensibilidade demonstra que a Central Eólica Trairi não é atrativa financeiramente, porque a taxa interna de retorno ao acionista (TIR) é menor que o benchmark em todos os cenários analisados.

A ferramenta para demonstração e avaliação da adicionalidade indica que:



“Se após a análise de sensibilidade é concluído que a atividade proposta do projeto de MDL é improvável de ser a mais atrativa financeiramente (item 2c – 8a) ou se é improvável ser atrativo financeiramente (item 2c -8b), então prossiga para o Passo 4 (Análise da prática comum).”

Dessa forma, como a análise de sensibilidade evidenciou que a atividade proposta não é atrativa do ponto de vista financeiro, deve-se prosseguir para o Passo 4 (Análise da prática comum).

Passo 4. Análise da prática comum

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

De acordo com o sub-passo 4a da “Ferramenta para Demonstração e Avaliação de Adicionalidade”, versão 06.0.0, projetos são considerados similares se estão no mesmo país/região, e/ou contam com tecnologias semelhantes, são de escalas similares, são comparáveis em relação ao ambiente regulatório, ao ambiente de investimento, ao acesso a tecnologia, ao acesso ao financiamento, etc.

Considerando o conceito acima e a “Ferramenta para Demonstração e Avaliação de Adicionalidade”, versão 06.0.0, o passo a passo da abordagem para demonstrar se a atividade de projeto representa uma prática comumente adotada no país é apresentado abaixo:

Passo 01: Capacidade Instalada (Escala)

A “Ferramenta para Demonstração e Avaliação de Adicionalidade”, versão 06.0.0, parágrafo 47, passo 01, define que os participantes do projeto devem aplicar o intervalo aplicável de +/-50% da configuração ou capacidade instalada da atividade de projeto proposta. Assim, a escala de potência aplicada para essa atividade de projeto é de 12,7MW a 38,1MW. Baseado nessa recomendação, 320 usinas de geração de energia foram identificadas entre pequenas centrais hidrelétricas, usinas eólicas, termelétricas, usinas a biomassa e hidrelétricas³³.

Passo 02: Identificação de atividades de projeto desenvolvidas como projetos de MDL

O passo 02 da Ferramenta requer que os participantes do projeto identifiquem na área geográfica aplicável dentro da escala da atividade de projeto calculada no passo 01, as usinas que iniciaram operação antes da data de início da atividade de projeto, excluindo as atividades de projeto registradas como projetos de MDL ou que estão em processo de validação. Das 320 usinas em operação identificadas no passo 01, 79 estão sendo desenvolvidas como atividades de projetos de MDL (registrados ou em validação) e 19 tiveram início de operação comercial depois do início de operação comercial da atividade de projeto.

Seguindo a Ferramenta, essas usinas foram excluídas da análise da prática comum. Assim, Nall = 220. A tabela abaixo apresenta as usinas dentro da escala de potência aplicável e as excluídas, conforme o passo 02:

³³ Uma lista completa de usinas é apresentada na planilha em Excel “Análise da prática comum” fornecida a EOD.

Tabela 13 - Usinas em operação dentro da escala aplicável, segundo a ANEEL.³⁴

Fonte Energia/ Combustível	Quantidade de usinas na faixa de potência	Usinas MDL	Usinas com início de operação comercial depois da data de início do projeto	Nall
CGH	0	0	0	0
EOL	18	6	6	6
PCH	121	56	9	56
SOL	0	0	0	0
UHE	36	0	0	36
UTE	145	17	6	122
UTN	0	0	0	0
Total	320	79	19	220

- CGH: Central Geradora Hidrelétrica (Potência Instalada menor que 1 MW)
- PCH: Pequena Central Hidrelétrica (Potência Instalada maior que 1 MW e menor que 30 MW)
- UHE: Usina Hidrelétrica de Energia (Potência Instalada maior que 30 MW)
- UTE: Usina Termelétrica de Energia
- EOL: Usina Eólica
- SOL: Usina Solar
- UTN: Usina Nuclear

Passo 03: Identificação de tecnologias diferentes

A “Ferramenta para Demonstração e Avaliação de Adicionalidade”, versão 06.0.0, parágrafo 47, passo 03, estabelece que os participantes do projeto devem identificar aquelas usinas que aplicam tecnologias diferentes da tecnologia aplicada na atividade de projeto. A ferramenta reconhece que tecnologias diferentes são tecnologias que entregam o mesmo resultado e diferem em pelo menos uma das seguintes opções:

- Fonte Energia/Combustível;**
- Estoque de abastecimento;
- Tamanho da instalação (...);
- Ambiente de investimento no momento da tomada de decisão de investimento, envolvendo:
 - Acesso a tecnologia;
 - Subsídios ou outros fluxos financeiros;
 - Políticas Promocionais;**
 - Regulação Legal.
- Outras características, entre elas:
 - (i) Custo unitário do resultado (custos unitários são considerados diferentes se eles diferem pelo menos 20%).

Como demonstrado na tabela 13, das 220 usinas identificadas após a aplicação dos Passos 1 e 2 da Ferramenta, 214 tem fonte energética diferente da atividade de projeto. Portanto, existem somente seis usinas eólicas em operação comercial com capacidade instalada entre 12,7MW e 38,1MW que não são projetos de MDL que tiveram início da operação comercial antes da data de início da atividade de projeto.

De acordo com o Passo 03 da ferramenta, diferentes tecnologias também são identificadas como aquelas implementadas em um ambiente de investimento diferente da data de decisão do investimento quando comparado a atividade de projeto. Todas as seis usinas eólicas com capacidade instalada dentro da escala

³⁴ Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica. Disponível em <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.asp>. Acesso em 24 de Novembro de 2011.



de potência da Central Eólica Trairi contaram com subsídios e incentivos do PROINFA³⁵. O PROINFA é um programa do governo federal que define linhas atrativas de tarifa para investimentos em energias renováveis não convencionais como biomassa, pequenas centrais hidrelétricas e usinas eólicas³⁶. Além de tarifas atrativas, o PROINFA oferece um pacote de financiamento especial do BNDES e contratos de longo prazo (PPAs) de 20 anos com a empresa estatal Eletrobrás. Os PPAs assinados com a Eletrobrás garantem para o investidor, pelo menos 70% da energia contratada durante toda a duração do contrato.

Portanto, o programa oferece mecanismos importantes para proteger os investidores contra as oscilações de vento e das condições de mercado³⁷ que são substancialmente diferentes das condições identificadas para a atividade de projeto, como descrito na seção B.5.

Seguindo o Plano Nacional de Mudanças Climáticas (página 33)³⁸, o programa PROINFA, que foi estabelecido em 2001/2002 como o primeiro incentivo a investimento para energias renováveis complementares, foi substituído por leilões específicos para a compra de fontes alternativas de energia bem como pelas condições especiais oferecidas nos mercados liberalizados. Esta política de eliminar progressivamente o PROINFA o limitou a projetos que foram contratados antes de 29 abril de 2004, conforme definido pelo Decreto Nacional 4.541³⁹. Como o início da atividade de projeto é muito mais tarde, em 06 de Maio de 2011, a atividade de projeto foi desenvolvida de acordo com o Novo Ambiente Regulatório e não no âmbito do programa PROINFA. Para mais detalhes, por favor, consulte a descrição do Novo Ambiente Regulatório no sub-passo1b.

Portanto, existem somente 06 usinas que geram eletricidade com a mesma fonte energética e que estão dentro da escala de potência aplicável a atividade de projeto no país, no entanto elas contam com os incentivos atrativos do PROINFA. Esses seis projetos somente foram materializados com arranjos contratuais especiais, de melhores das condições de financiamento e acesso privilegiado a tecnologias eólicas, que eram ainda uma opção tecnológica incipiente naquele momento. Por essa razão, as usinas eólicas que contam com subsídios e incentivos do PROINFA não podem ser comparadas com a Central Eólica Trairi.

A tabela abaixo mostra as usinas eólicas em operação no Brasil dentro da escala de capacidade instalada da atividade de projeto.

³⁵ Documento “Empreendimentos Contratados-PROINFA”. Disponível em <http://www.eletrobras.com/elb/data/Pages/LUMISABB61D26PTBRIE.htm#Dados>. Acesso em 24 de novembro de 2011.

³⁶ Fonte: Portaria 45 do MME. De 30 de março de 2004, página 01 (artigo 2º - anexo II).
Fonte: PROINFA Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Eletrosul), slide 05.
Fonte: <http://www.mme.gov.br/programas/proinfa/>. Acesso em 29 de novembro de 2010.

³⁷ Fonte: <http://www.mme.gov.br/programas/proinfa/galerias/arquivos/programa/resolproinfa.pdf>. Acesso em 29 de novembro de 2011.

³⁸ Disponível em: <http://www.forumclima.org.br/index.php/biblioteca/documentos-fbmc>

³⁹ Artigo 08 do Decreto Nacional 4.541, de 22 de Dezembro de 2012. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/2002/d4541.htm

Tabela 14 - Usinas eólicas em operação com capacidade instalada aplicável ao projeto

Usinas eólicas em operação	Capacidade Instalada	Políticas Promocionais - PROINFA
Parque Eólico de Beberibe	25,6 MW	X
Praia do Morgado	28,8 MW	X
Eólica Praias de Parajuru	28,8 MW	X
Pedra do Sal	18 MW	X
Parque Eólico Enacel	31,5 MW	X
Taíba Albatroz	16,5 MW	X

De acordo com a “Ferramenta para demonstração e avaliação de adicionalidade”, versão 06.0.0, a proposta da atividade de projeto é uma “prática comum” dentro de um setor aplicável na área geográfica se ambas as condições são cumpridas: (a) o fator F é maior que 0,2 e (b) $N_{all} - N_{diff}$ é maior que 3. A tabela abaixo mostra que essas condições não são aplicáveis ao projeto.

Tabela 15 - Parâmetros e valores aplicados na análise da prática comum

Parâmetros	Valores/Resultados
N_{all}	220
N_{diff}	220
$F = 1 - (N_{diff}/N_{all})$	0
$N_{all} - N_{diff}$	0

Portanto, a atividade de projeto proposta não é prática comum dentro do setor identificado no Brasil.

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

As informações fornecidas no sub-passo 4a evidenciam que em um país com dimensões continentais como o Brasil, projetos como a Central Eólica Trairi não são considerados prática comum na geração de energia conforme os critérios definidos no sub-passo 4a.

De acordo com a metodologia ACM0002, versão 12.2.0, se os sub-passos 4a e 4b foram satisfeitos, (i) atividades similares não podem ser observadas ou (ii) atividades similares são observadas, mas distinções essenciais entre a atividade do projeto e as atividades similares podem ser razoavelmente explicadas, então a proposta da atividade do projeto é adicional.

SATISFEITO/APROVADO – O Projeto é Adicional**B.6. Reduções de Emissão****B.6.1. Explicação das escolhas metodológicas:**

Conforme a metodologia ACM0002, versão 12.2.0, as reduções de emissões (ER_y) são calculadas como segue:

$$ER_y = BE_y - PE_y$$

Equação 1

Onde:

ER_y = Reduções de Emissões em um ano y (tCO_2e/ano);

BE_y = Emissões de Linha de Base em um ano y (tCO_2/ano);

PE_y = Emissões do Projeto em um ano y (tCO_2e/ano).

Cálculo do BE_y (Emissões de Linha de Base no ano y (tCO_2/ano))

A metodologia de linha de base ACM0002, versão 12.2.0, estabelece que as emissões de linha de base devem incluir somente as emissões de CO_2 provenientes da geração de eletricidade a partir de plantas que

