MECANISMO DE DESENVOLVIMENTO LIMPO
FORMULÁRIO DO DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DO PROJETO (MDL-PDD)
Versão 03 – válida a partir de: 28 de julho de 2006

ÍNDICE

A. Descrição geral da atividade do projeto.

B. Aplicação de uma metodologia de referência e de monitoramento.

C. Duração da atividade do projeto/período de crédito

D. Impactos ambientais

E. Comentários dos envolvidos

Anexos

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

Anexo 2: Informações sobre o financiamento público

Anexo 3: Informações de referência

Anexo 4: Plano de monitoramento

Anexo 5: Referências

SEÇÃO A. Descrição geral da atividade do projeto.

A.1. Título da atividade do projeto:

Título da atividade do projeto: Atividade do Projeto da Pequena Central Hidrelétrica de Pipoca.

Número da versão: 06.

Data da conclusão (DD/MM/AAAA): 25/04/2012.

A.2. Descrição da atividade do projeto:

Os objetivos primários da Atividade do Projeto da Pequena Central Hidrelétrica de Pipoca ("PCH") são o de ajudar a suprir a crescente demanda brasileira por energia devida ao crescimento econômico e melhorar o abastecimento de eletricidade e, ao mesmo tempo, contribuir com a sustentabilidade ambiental, social e econômica, aumentando a fatia da energia renovável no consumo total de eletricidade no Brasil (na região da América Latina e Caribe).

Os países na região da América Latina e Caribe expressaram seu compromisso com o alcance de uma meta de 10% de energia renovável para a energia total em uso na região. Por meio de uma iniciativa dos ministros do Meio-ambiente em 2002 (UNEP-LAC, 2002), uma reunião preliminar da *World Summit for Sustainable Development* (WSSD) foi realizada em Joanesburgo em 2002. No plano de implantação final da WSSD, não foram mencionados metas ou prazos específicos, contudo, foi reconhecida a importância deles para se alcançar a sustentabilidade de acordo com as Metas de Desenvolvimento do Milênio.

O processo de privatização iniciado em 1995 começou com a expectativa de tarifas adequadas (menos subsídios) e melhores preços para as geradoras. Chamou a atenção dos investidores para possíveis alternativas não disponíveis no mercado de eletricidade com planejamento central. Infelizmente, o mercado de energia brasileiro não tinha um plano de expansão consistente; o plano de expansão atual contém problemas significativos, como incertezas políticas e regulatórias. No final dos anos 90, um aumento forte na demanda, em contraste com um aumento inferior à média na capacidade instalada, causou o irrupção da crise de abastecimento/racionamento em 2001/2002. Uma das soluções que o governo apresentou foi uma legislação flexível favorecendo produtores de energia menores e independentes[1]. Além disso, a possível elegibilidade nos termos do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo do Protocolo de Quioto chamou atenção dos investidores para pequenos projetos energéticos, especialmente projetos de pequenas hidrelétricas.

O Projeto da Pequena Central Hidrelétrica de Pipoca consiste na construção de uma pequena hidrelétrica com uma capacidade instalada de 20,45 MW e uma área de reservatório de 0,855 km^2 (densidade de potência de 24,06 W/m^2). Está localizada entre as cidades de Caratinga e Ipanema, estado de Minas Gerais, região sudeste do Brasil, e estima-se que esteja operando em abril de 2010.

O Projeto é de propriedade da Hidrelétrica Pipoca S.A., que é um consórcio formado pelos seguintes acionistas:

[1] (LANDI, 2006) Descreve a implantação do novo regulamento do mercado de energia (página 106) e os incentives específicos dados a pequenos produtores independentes de energia (página 140).

- CEMIG Geração e Transmissão S.A.: 49%;
- OMEGA Energia Renovável S.A.: 51%.

A distribuição de renda será derivada deste projeto devido à criação de empregos, aos salários dos funcionários e aos pacotes de benefícios, como seguridade social e seguro de vida. É ainda alcançado um menor gasto devido ao fato de não ser gasta a mesma quantia de dinheiro para "importar" eletricidade de outras regiões do país pela rede. Esse dinheiro permaneceria na região e pode ser usado para fornecer melhores serviços para a comunidade, o que melhoraria a disponibilidade das necessidades básicas. Esse capital adicional seria traduzido em investimentos em educação e saúde, que beneficiariam diretamente a população local e, indiretamente, uma distribuição de renda mais equitativa.

É importante mencionar que antes da implantação da atividade do projeto, nenhuma hidrelétrica ou outra atividade de projeto estava em operação no local em que o projeto de Pipoca está sendo construído. A atividade do projeto reduz as emissões de gases estufa (GHG) evitando a geração de eletricidade a partir de fontes de combustível fóssil (e emissões de CO_2), que seriam gerados (e emitidos) na ausência do projeto. Concluindo, o cenário de referência e o cenário sem a atividade do projeto seriam o mesmo.

Embora a pequena central hidrelétrica de Pipoca não tenha, por si só, um impacto significativo no país que a receberá em decorrência do tamanho de seu sistema elétrico, ela é, inegavelmente, parte de uma ideia maior. A atividade do projeto contribui com o desenvolvimento sustentável, pois atende as necessidades atuais sem comprometer a capacidade das gerações futuras de suprir suas próprias necessidades, conforme definido pela *Brundtland Commission* (1987). Em outras palavras, a implantação de pequenas centrais hidrelétricas assegura a geração de energia renovável, reduz a demanda do sistema elétrico nacional, evita os impactos sociais e ambientais negativos causados pela construção de grandes hidrelétricas com grandes reservatórios e de usinas termelétricas que usam combustível fóssil, além de guiar a economia regional, aumentando a qualidade de vida nas comunidades locais.

Portanto, inquestionavelmente, o projeto reduziu os impactos ambientais negativos e desenvolveu a economia regional, resultando, consequentemente, em melhor qualidade de vida. Em outras palavras: sustentabilidade ambiental, combinada com justiça econômica e social, inegavelmente contribui com o desenvolvimento sustentável do país que a recebe.

A.3. Participantes do projeto:

Informações de contato detalhadas da(s) parte(s) e das entidades públicas/privadas envolvidas na atividade do projeto estão listadas no Anexo 1.

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

Nome da Parte envolvida (*) ((destino) indica a parte que	Entidade(s) privada(s) e/ou pública(s) participante(s) do projeto	Favor indicar se a Parte envolvida deseja ser

receberá)	(*) (conforme aplicável)	considerada participante do projeto (Sim/Não)
Brasil (destino)	Hidrelétrica Pipoca S.A. (Empresa privada)	Não
	Ecopart Assessoria em Negócios Empresariais Ltda. (Empresa privada)	Não
(*) De acordo com as modalidades e procedimentos MDL, no momento de tornar público o MDL-PDD no estágio da validação, a Parte envolvida pode ou não ter apresentado sua aprovação. No momento de solicitar o registro, a aprovação pela(s) Parte(s) envolvida(s) é requerida.		

A.4. Descrição técnica da atividade do projeto:

Segundo a definição legal da Resolução nº 652 da Agência Reguladora da Energia Elétrica no Brasil (*Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL*) emitida em 09 de dezembro de 2003[2], pequenas centrais hidrelétricas devem ter uma capacidade instalada entre 1 MW e 30 MW e área de reservatório menor que 3 km^2, que é o caso do Projeto Pipoca.

De acordo com ACM0002 - "Metodologia consolidada de linha de base para a geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis", a Pequena Central Hidrelétrica de Pipoca é classificada como um novo projeto hidrelétrico com novo reservatório e com densidade de potência maior que 4 W/m^2, o que resulta em impacto ambiental mínimo:

Capacidade instalada: 20,45 MW

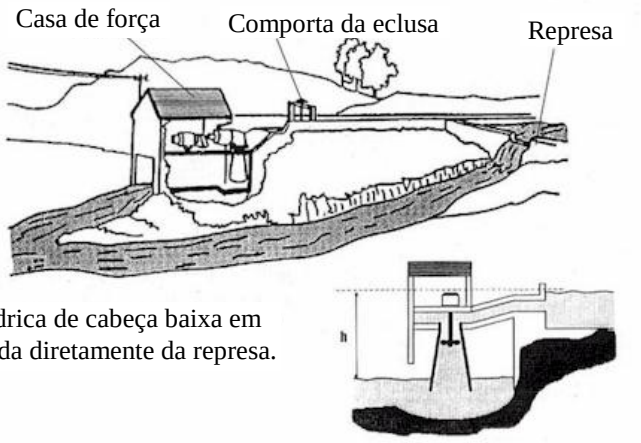
Área de reservatório: 0,855 mk^2

Densidade de potência: 24,06 MW/km^2 ou W/m^2

Mais informações sobre o cálculo da densidade de potência são apresentadas na seção B.6.3.

Além disso, por causa de seu pequeno reservatório, a usina é considerada um projeto de fio d'água, que são aquelas que não incluem armazenamento significativo de água e que, portanto, fazem uso completo do fluxo de água. Um esquema de fio d'água típico compreende uma barragem de diversão de baixo nível e está normalmente localizado em fluxos rápidos (Figura 1).

[2] *Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL*. Resolução nº 652 de 09 de dezembro de 2003. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/res2003652.pdf>.



Uma instalação hídrica de cabeça baixa em que a água é captada diretamente da represa.

Figura 1 - Visão esquemática da usina a fio d'água

A Comissão Mundial de Barragens (WCD, 2000) estabelece que **Barragens a fio d'água** criem uma altura hidráulica no rio para desviar parte do fluxo do rio. Não têm reservatório de armazenamento nem retenção diária limitada. Nessas classificações gerais, há diversidade considerável na escala, desenho, operação e potencial para impactos adversos.

Para se determinar os dias de retenção no volume máximo do reservatório, são usados dados sobre a média anual da vazão do rio e o volume máximo do reservatório provenientes do resumo técnico da ANEEL.

Tabela 2 – Fluxo mensal médio do rio Munhuaçu no local projetado de 1931 a 1998

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Média (m^3/s)	69,7	58,1	49,4	38,1	28,8	24,2	21,1	18,4	17,4	21,7	36,9	57,6

Considerando a tabela acima, a média anual da vazão do rio é 36,8 m^3/s, portanto:

- Volume do reservatório: 8.186.000 m^3
- Vazão média do rio: 36,8 $m^{3/s}$
- Dias de retenção: 2,6 dias

De acordo com o resumo técnico da ANEEL, o tempo de residência da água no reservatório é de três dias, o que é igual aos dias de retenção calculados acima. Assim, para o entendimento dos participantes do projeto, a Pequena Central Hidrelétrica de Pipoca pode ser considerada uma hidrelétrica a fio d'água de acordo com os critérios apresentados.

A.4.1. Descrição da atividade do projeto:

A.4.1.1. Parte(s) que receberá(ão):

Região sudeste do Brasil.

A.4.1.2. Região/Estado/Comunidade etc.:

Estado de Minas Gerais.

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

Municípios de Caratinga e Ipanema.

A.4.1.4. Detalhes da localização física, incluindo informações que permitam a identificação única desta atividade do projeto (máximo uma página):

O projeto está localizado no sudeste do Brasil, estado de Minas Gerais, entre os municípios de Caratinga e Ipanema (Figura 2) e usa o potencial hídrico do rio Manhuaçu. As coordenadas geográficas da PHC Pipoca são as seguintes, conforme o resumo técnico da ANEEL:

Barragem: 19º46'10,2'' S e 41º 47'20,3'' O;[3]

Usina: 19º 45' S e 41º 46' O.

Figura 2 - Divisão política do Brasil apresentando os municípios de Caratinga e Ipanema no estado de Minas Gerais

Fonte: Google Earth, 2009

[3] Como descrito pela Expedição da ANEEL nº1695, emitida em 14/06/2010.

Caratinga tem 81.731 habitantes, 1.251 km^2 (IBGE, 2009) e está a 295 km de Belo Horizonte[4], capital do estado de Minas Gerais. Ipanema tem 17.218 habitantes, 459 km^2 (IBGE, 2009) e está a 356 km de Belo Horizonte[5].

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

Escopo setorial: 1 – Indústrias de energia (fontes renováveis/não renováveis).

Categoria: Geração de eletricidade renovável para uma rede.

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

As turbinas Francis, usadas na Atividade do Projeto da Pequena Central Hidrelétrica de Pipoca, são as mais largamente usadas entre as turbinas hidráulicas (Figura 3). A turbina Francis é um tipo de turbina de reação hidráulica em que o fluxo sai das lâminas da turbina em direção radial. São comuns na geração de eletricidade e são usadas nas aplicações em que altas vazões estão disponíveis em altura hidráulica média. A água entra na turbina por um tanque espiral e é direcionada às lâminas. Á água com momento baixo sai então da turbina pelos dutos conhecidos como tubo de sucção. No modelo, o fluxo de água é alimentado por uma bomba centrífuga de velocidade variável. É aplicada uma carga na turbina por meio de um freio magnético e o torque é medido observando-se a flexão das molas calibradas. O desempenho é calculado comparando-se a energia de saída com a energia fornecida.

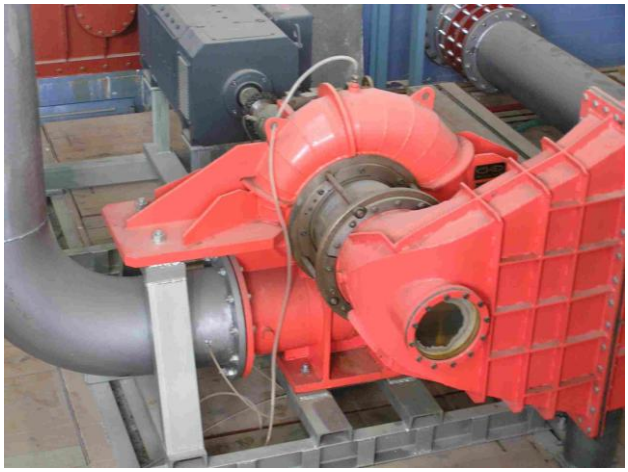


Figura 3 - Exemplo de turbina Francis

Fonte: NTUA, 2009

[4] Disponível no *website* Férias.tur.br: http://www.ferias.tur.br/informacoes/2885/caratinga-mg.html . Acessado em 05 de agosto de 2009.

[5] Disponível no *website* Férias.tur.br: http://www.ferias.tur.br/informacoes/3228/ipanema-mg.html . Acessado em 05 de agosto de 2009.

O equipamento e a tecnologia utilizados na Atividade do Projeto da Pequena Central Hidrelétrica de Pipoca foram aplicados com sucesso em projetos semelhantes no Brasil e no mundo todo. A descrição técnica das instalações são as seguintes:

Tabela 3 – Configuração técnica da PCH Pipoca

Descrição		PCH Pipoca
PCH	Capacidade instalada (MW)	20,45
	Área de reservatório (km^2)	0,855
	Estimativa de energia gerada (MWh/ano)	104.244
Turbinas	Tipo	Francis – eixo horizontal
	Quantidade	3
	Potência nominal (MW)	7,03
	Potência Total	21,09
	Fabricante	Andritz Hydro Brasil Ltda
Geradores	Tipo	Trifásico, BRUSHLESS
	Quantidade	3
	Potência nominal (MVA)	7,41
	Fator de carga	0,92
	Potência Total (MW)	(7,41 * 0,92 * 3) = 20,45
	Voltagem nominal (kV)	6,8172
	Fabricante	GE Motors

Como mencionado anteriormente na seção A.2, antes da implantação da atividade do projeto não havia pequena central hidrelétrica ou outra atividade de projeto em operação no mesmo local do Projeto Pipoca. Na ausência de atividade de projeto, toda a energia seria fornecida pela rede interconectada. Assim, o cenário de referência e o cenário sem a atividade do projeto são o mesmo.

A.4.4. Quantidade estimada de reduções de emissão no período de crédito escolhido:

O fator de emissão estimado a partir dos dados publicados pelo DNA brasileiro, que foi usado para estimar as Reduções de Emissão pela usina, é igual a 0,1635 tCO_2e/MWh. Consulte no Anexo 3 detalhes do cálculo do fator de emissão usado na estimativa *ex ante*. Os resultados são apresentados na tabela abaixo.

Tabela 4 – Reduções na emissão estimadas do Projeto da Pequena Central Hidrelétrica de Pipoca.

Anos	**Estimativa anual das reduções na emissão em toneladas de CO_2e**
2012*	8.592
2013	17.044
2014	17.044
2015	17.044
2016	17.091
2017	17.044
2018	17.044
2019**	8.452
Total de reduções estimadas (toneladas de CO_2e)	**119.354**
Número total de anos de crédito	7
Média anual durante o período de crédito das reduções estimadas (toneladas de CO_2e)	17.051

*A partir de 01-07-2012 até 31-12-2012

**A partir de 01-01-2019 até 30-06-2019

A.4.5. Financiamento público da atividade do projeto:

Os proponentes do projeto confirmam desde já que não há divergências entre a Assistência Oficial ao Desenvolvimento (ODA) e a atividade de projeto proposta.

SEÇÃO B. Aplicação de uma metodologia de referência e de monitoramento.

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

ACM0002 - "Metodologia consolidada de linha de base para a geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis" (Versão 12.2.0, EB 65).

- Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema de eletricidade[6];
- Ferramenta para a demonstração e avaliação da adicionalidade[7]
- Ferramenta para calcular emissões de CO_2 do projeto ou de vazamento da combustão de combustível fóssil[8].
- Ferramenta combinada para identificar o cenário de referência e demonstrar adicionalidade[9];

A *Ferramenta Combinada para identificar o cenário de referência e demonstrar adicionalidade e a Ferramenta para calcular emissões de CO_2 do projeto ou vazamento da combustão de combustível fóssil* não se aplicam à atividade do projeto, e, portanto não são utilizados.

B.2. Justificativa da escolha da metodologia e porque ela é aplicável para a atividade do projeto:

A metodologia ACM0002 é aplicável a projetos que consistam na *"instalação ou modificação/modernização de usinas elétricas dos seguintes tipos: usina hidrelétrica (com reservatório a fio d'água ou com reservatório de acúmulo) usina eólica, usina geotérmica, usina solar, usina de ondas ou usina maremotriz".*

Além disso, para usinas hidrelétricas que resultem em um novo reservatório, ou em vários, a densidade de potência da usina deve ser superior a 4 W/m^2.

Considerando a aplicabilidade acima, o Projeto da Pequena Central Hidrelétrica de Pipoca atende todos os critérios estabelecidos pela ACM0002, projeto de hidrelétrica rural pequena interconectado com a rede de eletricidade, com um novo reservatório único e com densidade de potência superior a 4 W/m^2, como pode ser visto na seção B.6.3.

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

De acordo com a ACM0002 *"a extensão espacial dos limites do projeto inclui a usina do projeto e todas as usinas conectadas fisicamente ao sistema de eletricidade a que a usina do projeto MDL estiver conectada."* Em 26 de maio de 2008, a Autoridade Designada no Brasil publicou as Resolução nº8[10] que define um sistema único para a Rede Interconectada Brasileira, cobrindo todas as cinco regiões geográficas do país (Norte, Nordeste, Sul, Sudeste e Centro-Oeste).

---

[6] Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema de eletricidade (versão 2.2.1). UNFCCC, Relatório da 63ª Reunião do Comitê executivo do MDL, 29 de setembro de 2011, Anexo 19. *Website*: http://cdm.unfccc.int/0

[7] Ferramenta para a demonstração e avaliação da adicionalidade (versão 06.0.0). UNFCCC, Relatório da 65ª Reunião do Comitê executivo do MDL, 21-25 de novembro de 2011, Anexo 21. *Website*: http://cdm.unfccc.int/

[8] Ferramenta para calcular emissões de CO_2 do projeto ou de vazamento da combustão de combustível fóssil (versão 2). UNFCCC, Relatório da 41ª Reunião do Comitê executivo do MDL, 30 de julho - 02 de agosto de 2008, Anexo 11. *Website*: http://cdm.unfccc.int/

[9] Ferramenta combinada para identificar o cenário de referência e demonstrar a adicionalidade (versão 3.0.1). UNFCCC, Relatório da 60ª Reunião do Comitê executivo do MDL, 11-15 de abril de 2011, Anexo 7. *Website*: http://cdm.unfccc.int/

[10] Disponível em: <http://www.mct.gov.br/upd_blob/0024/24719.pdf>.

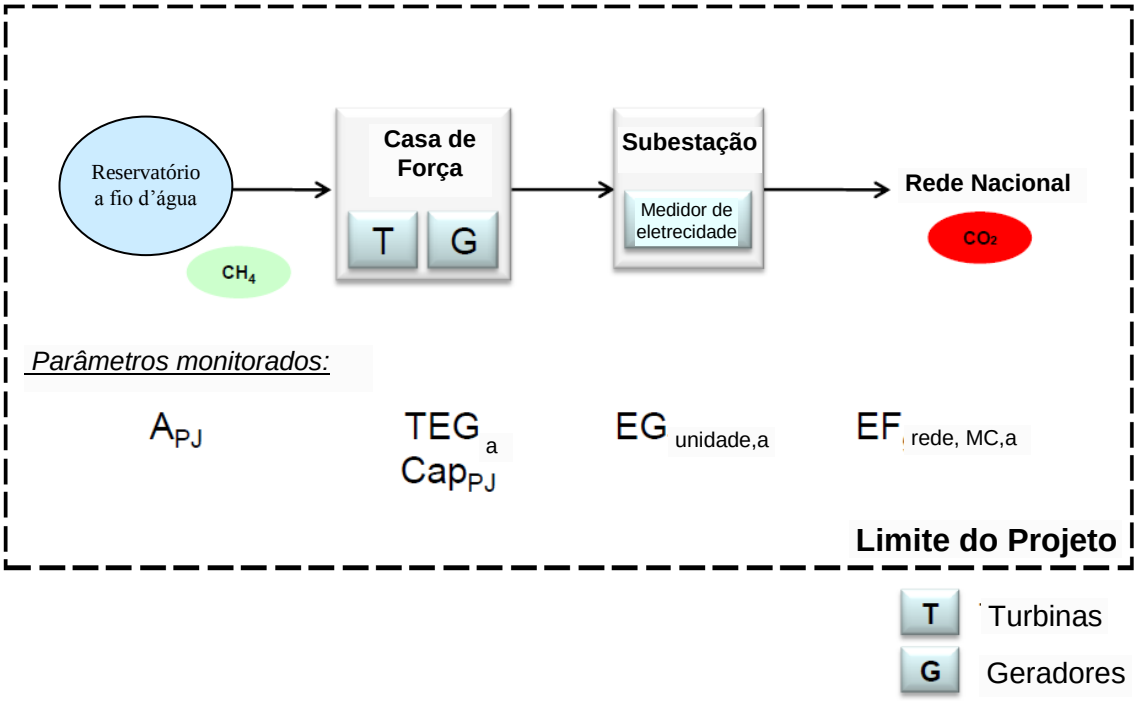


Figura 4 - Limites do Projeto

Os gases estufa e as fontes de emissões incluídas ou excluídas dos limites do projeto são mostrados na tabela abaixo.

Tabela 5 – Fontes e gases incluídos nos limites do projeto

	Fonte	Gás	Incluído?	Justificativa/Explicação
Referência	Emissões de CO_2 da geração de eletricidade em usinas alimentadas por combustíveis fósseis que são deslocadas em decorrência da atividade do projeto.	CO_2	Sim	Principal fonte de emissão.
		CH_4	Não	Fonte menor de emissão.
		N_2O	No	Fonte menor de emissão.
Atividade do projeto	Para usinas geotérmicas, emissões fugitivas de CH_4 e CO_2 de gases não condensáveis contidos em vapor geotérmico.	CO_2	Não	Não aplicável.
		CH_4	Não	Não aplicável.
		N_2O	Não	Não aplicável.
	Emissões de CO_2 da combustão de combustíveis fósseis para a geração de eletricidade em	CO_2	Não	Não aplicável.
		CH_4	Não	Não aplicável.

	usinas termoelétricas solares e geotérmicas.	N_2O	Não	Não aplicável.
	Para usinas hidrelétricas, emissões de CH_4 do reservatório	CO_2	Não	Fonte menor de emissão.
		CH_4	Não	Considerando que a densidade de potência de Pipoca é 24,06 W/m^2, e que é, portanto, maior que 10 W/m^2, não há emissões do projeto do reservatório envolvido na atividade do projeto.
		N_2O	Não	Fonte menor de emissão.

B.4. Descrição de como o cenário de referência está identificado e a descrição do cenário de referência identificado:

A atividade do projeto não modifica nem moderniza uma usina de geração de eletricidade existente. Assim, de acordo com a ACM0002, o cenário de referência é o seguinte:

"A eletricidade entregue à rede pela atividade do projeto seria de outra forma gerada pela operação das usinas conectadas à rede e pela adição de novas fontes de geração, conforme refletido nos cálculos da margem combinada (MC), segundo a descrição da "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico".

Na ausência da atividade do projeto, toda a energia seria obtida da rede intercombinada. Assim, o cenário de referência é identificado como a continuação da situação atual (anterior) da eletricidade fornecida pela rede, em que grandes quantidades de dióxido de carbono (CO_2) seriam liberadas na atmosfera.

De acordo com a ANEEL (2010), 69,20% da capacidade instalada do Brasil são compostas por grandes usinas hidrelétricas que, em média, apresentam grandes reservatórios, e por 25,20% de usinas termoelétricas (veja a etapa 04, seção B.5)[11].

B.5. Descrição de como as emissões antropogênicas de GHG por fontes são reduzidas abaixo das que teriam ocorrido com a ausência da atividade do projeto MDL (avaliação e demonstração da adicionalidade):

Os Participantes do Projeto tem uma linha temporal do projeto com datas de ações para a implantação do projeto:

Tabela 6 – Data de início do projeto

Datas	Ações
14/11/2005	Carta de intenções assinadas pela Hydro Partners e a CEMIG.

[11] Disponível em: < http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.asp>. Acessado em 04 de agosto de 2010.

13/04/2007	Emissão da Licença de Construção
05/10/2007	Contrato de EPC[12]assinado (condicionado à emissão da Ordem de Serviço até 15/04/2008)
29/11/2007	Reunião do Conselho da CEMIG para decidir a viabilidade da implantação do projeto Pipoca, considerando a comercialização de créditos de carbono.
15/04/2008	A ordem de serviço não foi emitida, e o contrato de EPC teve que ser renegociado.
20/05/2008	CEMIG Geração e Transmissão S/A comprou 49% da participação no projeto Pipoca de Hydro Partners do Brasil Empreendimentos e Participações Ltda.
30/06/2008	Omega Energia Renovável S/A comprou 51% da participação no projeto Pipoca de Hydro Partners do Brasil Empreendimentos e Participações Ltda.
27/08/2008	Reunião do Conselho da CEMIG realizada para decidir a viabilidade da implantação do projeto Pipoca, considerando as alterações nos investimentos no projeto e IRR. Segundo IRR foi apresentado com a inclusão da comercialização dos créditos de carbono.
20/10/2008	Assinatura do contrato EPC renegociada
14/04/2009	Assinatura do PPA
14/09/2009	Assinatura do contrato de financiamento

Devido à exigência de alto investimento em Pipoca e à baixa taxa de retorno, o projeto não pôde ser implementado até 2008, quando ocorreu uma *joint venture* com a CEMIG. A experiência da empresa[13] associada às receitas dos créditos de carbono do projeto poderia superar a barreira da viabilidade econômica.

O primeiro contrato de EPC assinado por Pipoca S.A. tinha como condição necessária para sua celebração a emissão da Ordem de Serviço. Para essa parte, a emissão da Ordem de Serviço depende da entrada da CEMIG no projeto, o que ocorreu apenas em 20/05/2008, um mês após o prazo do contrato (15/04/2008) determinado pelo primeiro EPC; quando o contrato perdeu sua validade. Uma renegociação do contrato fez-se necessária, e um novo contrato precisou ser assinado. Antes da entrada da CEMIG na Pipoca S.A., foi realizada uma reunião para decidir a viabilidade da implantação do projeto, considerando a comercialização de créditos de carbono. A valoração do projeto culminou na compra de 49% da participação na Pipoca pela CEMIG Geração e Transmissão S/A em 20 de maio de 2008.

Então, todas as condições de implantação foram integralmente atendidas (em 20/05/2008) com o contrato de subscrição de Pipoca, que incluiu a CEMIG como acionista, que compreendeu o

[12] Contrato de engenharia, prospecção e instalação.

[13] CEMIG: Companhia Energética de Minas Gerais S.A. É uma grande empresa energética brasileira que opera na geração e distribuição de eletricidade. Com presence em 15 estados brasileiros e no Chile, está entre as cinco maiores produtoras de energia no país e é responsável por 12% da distribuição nacional.

investimento inicial para a implantação do início do projeto, conforme acordado anteriormente. Portanto, como o contrato de EPC somente seria viável após a entrada da CEMIG, fica claro que o acordo de subscrição da CEMIG, em que a CEMIG pagou até R$ 3,632 milhões para iniciar a implantação da Pipoca S.A. é o evento mais apropriado e que melhor atende a definição de data de início no "Glossário de termos MDL".

> *"A data de início será considerada a data em que o participante do projeto tiver se comprometido com despesas relacionadas à implantação ou relacionadas à construção da atividade do projeto. Ela pode, por exemplo, ser a data em que foi assinado o contrato para os serviços de construção/operação ou equipamento requeridos para a atividade do projeto.*

Considerando as informações acima e de acordo com o esclarecimento EB62 Anexo 13, os Participantes do Projeto consideraram a data de início do projeto como a data em que os patrocinadores do projeto comprometeram-se com as despesas, ou seja, a data em que a participação no projeto Pipoca foi comprada pela CEMIG em 20 de maio de 2008. Todos os documentos relacionados com as datas mencionadas acima estão disponíveis com os Participantes do Projeto e serão apresentados ao DOE durante a validação.

De acordo com o *Orientações para a demonstração e avaliação da consideração prévia do MDL* versão 04 (Anexo 13, EB 62).

> *"Atividades de projeto propostas com data de início anteriores a 02 de agosto de 2008, para as quais a data de início seja anterior à data de publicação do PDD para a consulta aos interessados globais, precisam demonstrar que o MDL foi seriamente considerado na decisão de se implantar a atividade do projeto".*

A consideração dos incentivos à MDL data de 29 de novembro de 2007, quando a reunião do Conselho da CEMIG foi realizada para decidir sobre a viabilidade da implantação do projeto de Pipoca, considerando a comercialização de créditos de carbono. Além disso, a reunião do Conselho da CEMIG realizada em 27 de agosto de 2008 também levou em conta as receitas do MDL. Os Participantes do Projeto tinham uma linha temporal contendo o resumo das ações e que demonstra a consideração do MDL para o projeto:

Tabela 7 - Resumo das ações para a consideração do MDL da Atividade do Projeto

Datas	Ações
17/03/2006	EcoInvest enviou uma proposta de aconselhamento sobre a SHPP Pipoca.
29/11/2007	Reunião do Conselho da CEMIG realizada para decidir a viabilidade da implantação do projeto Pipoca, considerando a comercialização de créditos de carbono.
27/08/2008	Reunião do Conselho da CEMIG realizada para decidir a viabilidade da implantação do projeto Pipoca, considerando as alterações nos

	investimentos no projeto e IRR. Segundo IRR foi apresentado com a inclusão da comercialização dos créditos de carbono.
02/09/2008	Emissão da primeira proposta de aconselhamento da Ecopart para desenvolver o processo de MDL para o projeto Pipoca.
18/02/2009	Emissão da segunda proposta de aconselhamento da Ecopart para desenvolver o processo de MDL para o projeto Pipoca.
26/06/2009	Assinatura do contrato entre Hidrelétrica Pipoca S/A e Ecopart Assessoria em Negócios Empresariais Ltda.
10/08/2009	Ecopart enviou cartas para os acionistas locais para a consulta do projeto MDL, conforme solicitado pela DNA brasileira.

Para a demonstração de adicionalidade, a metodologia de referência proposta refere-se à Ferramenta de Adicionalidade (a versão 06.0.0 é a mais recente, no momento em que o PDD está sendo desenvolvido) aprovada pelo Comitê Executivo. A ferramenta considera algumas etapas importantes necessárias para determinar se a atividade do projeto é adicional e para demonstrar como as reduções de emissões não ocorreriam na ausência do Projeto Pipoca. A aplicação da ferramenta acima mencionada está descrita nos parágrafos seguintes.

Etapa 1. Identificação de alternativas à atividade do projeto consistentes com as leis e regulamentos atuais

Subetapa 1a. Definir alternativas para a atividade do projeto:

Conforme descrição feita na metodologia ACM0002, versão 12.2.0, a atividade do projeto se adéqua à categoria de instalação de uma nova usina/unidade conectada à rede renovável, o cenário de referência é a eletricidade distribuída para a rede através da atividade do projeto que de outra forma seria gerada através da operação das usinas conectadas à rede e através da adição de novas fontes de geração, conforme demonstrado nos cálculos da margem combinada (MC) descritos na "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema de eletricidade".

Apesar do fato de o cenário de referência já estar definido, para avaliar e demonstrar a adicionalidade da atividade do projeto, a "Ferramenta para a demonstração e avaliação da adicionalidade" prescreve o seguinte:

> *"16. Identificar alternativa(s) realista(s) e confiável (eis) disponível (eis) para os participantes do projeto ou para os para os desenvolvedores do projeto similar que ofereçam saídas ou serviços comparáveis aos propostos pela atividade do projeto MDL. Essas alternativas devem incluir:*
>
> > *º(f) Outro(s) cenário(s) realista(s) e confiável (eis) ao cenário proposto pela atividade do projeto, que oferece serviços de saída (ex. cimento) ou serviços (ex. eletricidade, calor) com qualidade comparável, propriedades e áreas de aplicação, levando-se em conta, quando relevante, exemplos dos cenários identificados na metodologia subjacente.*

Portanto, os seguintes cenários foram identificados:

Cenário 1: A alternativa para a atividade do projeto é a continuação da situação atual (anterior) da eletricidade fornecida pelas usinas existentes do sistema interconectado.

Cenário 2: A atividade do projeto proposta realizada sem estar registrada como atividade de projeto MDL.

Uma vez que não foi identificado outro cenário alternativo, realista e confiável para a atividade do projeto MDL proposta, recebida pelo proponente do projeto que distribui os serviços com qualidade, propriedades e áreas de aplicação comparáveis, ambos cenários mencionados foram levados em conta.

Subetapa 1b. Consistência com as leis e regulamentos obrigatórios:

Ambas alternativas, a atividade do projeto e os cenários alternativos estão em conformidade com todos os regulamentos, de acordo com as seguintes entidades:

- Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS
- Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL
- Ministério de Minas e Energia – MME
- Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE
- Fundação Estadual do Meio Ambiente – FEAM

ATENDIDO/APROVADO – Prosseguir à Etapa 2

Etapa 2. Análise de Investimento

Subetapa 2a. Determinar o método de análise apropriado:

Quando a atividade do projeto gerar benefícios financeiros diferentes da receita do MDL (venda de energia), a Opção I não pode ser escolhida. A Opção III é mais apropriada quando comparada à Opção II porque não há outras opções de investimento da perspectiva do proprietário do projeto. Portanto, a adicionalidade é demonstrada por meio de uma análise de *benchmark* do investimento (opção III).

***Subetapa 2b – Opção III – Aplicar a análise de* benchmark**

O indicador financeiro indicado para o projeto de Pipoca é a participação IRR. O IRR aqui apresentado é comparado ao *benchmark* apropriado do setor elétrico, que é o Custo da Participação – Ke calculado de acordo com o Modelo de Precificação de Ativos Financeiros (CAPM).

Cálculo do benchmark

O Modelo de Precificação de Ativos Financeiros (CAPM) é um dos modelos mais largamente aceitos, usados para determinar a taxa necessária de retorno da participação. O CAPM calcula o risco não diversificável do ativo recentemente aplicado. CAPM leva em conta a sensibilidade do ativo ao risco não diversificável, melhor chamado de beta (β). Também está embutido no modelo o prêmio do mercado que pode ser rastreado, usando-se dados históricos do mercado de ações.

A taxa que deve ser cobrada para o componente acionário de um projeto é calculada pela formula: **Ke = [(1+Rf)/(1+π)-1] + β*Rm + Rc,** sendo que **Ke** representa a taxa sugerida de retorno para os investimentos em ações. **Rf** é a taxa livre de risco, e beta, ou **β,** é a sensibilidade média das empresas comparáveis naquela indústria a movimentos no mercado subjacente.

Rm representa o prêmio do mercado, ou retorno mais alto, esperado pelos participantes do mercado, tendo em vista os *spreads* históricos obtidos versus os ativos livres de risco, como o tesouro norte-americano.

A taxa livre de risco usada para o cálculo do Ke baseou-se nos títulos do tesouro norte-americano, que eram títulos de longo prazo do mercado "maduro". Nesta taxa, foi considerado o risco-país (Rp) do Brasil, o que resultou na taxa livre de risco aplicada ao cálculo.

β é obtido da correlação entre retorno de empresas dos EUA do setor e do desempenho dos retornos do mercado norte-americano. B foi ajustado para a alavancagem das empresas brasileiras no setor, refletindo os riscos estruturais e financeiros. β ajusta o prêmio do mercado ao setor.

O prêmio do mercado é estimado com base na diferença histórica entre os retornos de S&P 500 e os retornos de longo prazo dos títulos norte-americanos. O *spread* na taxa livre de risco é a média da diferença entre esses retornos.

Custo da Participação (Ke)	
(Rf) Rendimento do título com cupom do tesouro americano de 20 anos[14]	4,82
(***π***) Inflação esperada nos EUA	2,57
(Rm) Rendimento de S&P500 vs título do tesouro de 10 anos[15]	5,92
(Rc) EMBI+Brasil[16]	6,78
(ß) Beta médio da geração de energia elétrica norte-americana realavancada para a alavancagem brasileira[17]	1,55
Custo da Participação (BRL)	18,13

[14] Valor da taxa livre de risco de acordo com Yahoo Finance disponível em: <http://finance.yahoo.com/q/hp?s=%5ETNX>. Para o cálculo da taxa livre de risco, a inflação esperada dos EUA (tesouro norte-americano de 10 anos menos TIPS norte-americano de 10 anos) foi usada com base nas informações do US Federal Reserve disponíveis em: <http://www.federalreserve.gov/econresdata/researchdata.htm>.

[15] Disponível no *Website* Damodaran: <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>.

[16] Disponível no *Website* JP Morgan: <www.morganmarkets.com>.

[17] Disponível no *Website* Damodaran: < http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>.

Considerando o cálculo acima, o custo da participação é de 18,13%.

Toda consideração feita e todos os dados usados para estimar Ke pelo CAPM serão apresentadas a DOE durante a validação. A planilha usada para o cálculo do Ke também será fornecida a DOE.

Indicador Financeiro, Taxa interna de retorno (IRR)

Como mencionado acima, o indicador financeiro identificado para a PCH de Pipoca é a Taxa de Retorno Interno (IRR) da participação. O fluxo de caixa de Pipoca durante sua vida útil de 35 anos mostra que a IRR da participação é 14,30%.

A tabela abaixo apresenta os valores mais significativos considerados no fluxo de caixa do projeto, além dos documentos de referência.

Tabela 8 – Documentos de referência dos parâmetros do fluxo de caixa do projeto

Parâmetro	Valor	Documentos de referência
Investimento	BRL 100.361.000	Reunião do Conselho da CEMIG 29/11/2007
Custos O&M	BRL 6,90/MWh	Proposta técnica recebida pelo consórcio de construção da SHPP.
Preço da energia	BRL 144,20/MWh Energia vendida no ponto de comércio (PLD) BRL 68,96/MWh	Reunião do Conselho da CEMIG 29/11/2007. O preço foi estimado no terceiro leilão de nova energia, considerando o Leilão de Preço Marginal (o preço mais alto do leilão) ajustado pela meta de inflação no Brasil (4.5%). De acordo com o preço histórico do ponto de comércio, também chamado Preço de Liquidação das Diferenças – PLD.
Quantia de eletricidade enviada à rede por ano	104.244 MWh/ano	Com base na energia assegurada estabelecida pela Resolução nº 65 da ANEEL, de 25 de maio de 2004, disponível no *website* da ANEEL: <http://www.aneel.gov.br/>.
Impostos com base nas rendas totais	0,65% + 3% + 18%	Programa de Integração Social – PIS

		Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social – COFINS ICMS – Imposto sobre circulação de mercadorias e prestação de serviços

Para mais detalhes, veja a planilha do cálculo do IRR da participação do projeto. Todos os documentos usados para o cálculo da IRR da participação estão disponíveis com os participantes do projeto e serão apresentadas a DOE no momento da validação.

Subetapa 2c: Cálculo e comparação dos indicadores financeiros

O fluxo de caixa da atividade do projeto, contendo o cálculo da IRR da participação da atividade do projeto foi fornecido a DOE em um anexo separado deste MDL-PDD. As considerações relevantes estão em conformidade com as Diretrizes para a Avaliação da Análise de Investimentos EB62 Anexo 5.

A IRR da participação, como apresentada acima, é de 14,30%. Esse número mostra que a IRR do projeto, sem considerar receitas de CERs, é menor que a Ke do setor – 18,13% - o *benchmark.* Assim, é evidente que a atividade do projeto, sem os incentivos do MDL, não é atrativa do ponto de vista financeiro, ao investidor.

PCH	**IRR (%)**	***Benchmark* (%)**
Pipoca	14,30	18,13

Subetapa 2d: Análise de sensibilidade

A análise de sensibilidade, como estabelecida nas "Diretrizes para a Avaliação da Análise de Investimentos" (EB 62, Anexo 5), deve ser conduzida considerando-se variáveis que constituem mais de 20% dos custos totais do projeto ou as receitas totais do projeto. Assim, a análise de sensibilidade considerou a variação dos seguintes parâmetros:

- Para receitas do projeto: Um aumento nas receitas do projeto pode ser obtido quando a geração de energia pela usina é maior do que o esperado, ou quando o preço da energia aumenta acima do previsto na análise de investimento. No entanto, não está esperado um aumento na geração de energia porque a geração estimada de eletricidade baseia-se na energia assegurada que está estabelecida pela ANEEL, e que se baseia em dados hidrológicos do rio, considerando diversos anos. Ainda, o preço da energia considerado no fluxo de caixa do projeto é um preço razoável, considerando os mais recentes leilões de energia. Veja a discussão dos cenários abaixo.
- Para custos correntes: Um aumento nos custos do projeto pode ser obtido por meio da redução dos custos de operação da usina ou investimentos. No entanto, os custos do projeto e os

investimentos estão definidos em contrato e, portanto, não se espera que sejam reduzidos. Veja a discussão dos cenários abaixo:

Ainda de acordo com o guia, "*variações na análise de sensibilidade devem cobrir pelo menos uma faixa de +10% e -10%, a menos que não seja considerada apropriada no contexto das circunstâncias específicas do projeto".* Portanto, foram realizadas análises financeiras alterando cada um desses parâmetros em 10%, embora essa variação não seja claramente esperada, e avaliando qual seria o impacto na IRR do projeto. Os resultados da análise de sensibilidade são mostrados na tabela abaixo.

Tabela 9 – Analise de sensibilidade

Parâmetro	IRR (%)	*Benchmark* (%)
IRR do Projeto original	**14,30**	**18,13**
Aumento no preço da energia	**17,04**	
Aumento na geração de energia/fator de carga da usina	**16,89**	
Redução no custo de operação	**14,57**	
Redução nos investimentos do projeto	**16,33**	

Como pode ser visto, a IRR da participação permanece abaixo do *benchmark*, nos casos em que os parâmetros mudam em favor do projeto.

De acordo com as Diretrizes para a Avaliação da Análise de Investimentos versão 5, sempre que um cenário resultar em uma IRR maior que o *benchmark*, uma avaliação da probabilidade da respectiva ocorrência será apresentada. Embora em nenhum dos cenários acima a IRR ultrapasse o *benchmark*, uma análise da probabilidade da ocorrência desses cenários é apresentada abaixo:

1. Receitas

a) Aumento de 10% no preço da energia

O preço da energia considerado para o fluxo de caixa do projeto é BRL 144,20/MWh. Para referência, o preço da energia requerido para a IRR da participação alcançar o *benchmark* (18,13%) é de BRL 162,87/MWh. No entanto, os últimos leilões de energia do governo para novos projetos (Leilão de Energia Nova) indicam que o preço de BRL 162,87/MWh não seria razoável. Vale a pena mencionar que os leilões de energia promovidos pelo governo são uma referência oficial para a análise dos preços de energia pelos participantes do mercado energético brasileiro. Informações oficiais sobre leilões de energia estão disponíveis ao público e podem ser obtidas no *website* da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica: <http://www.ccee.org.br/>.

Tabela 10 – Preço da energia comercializada no leilão brasileiro de energia para novos projetos

(10º leilão de energia realizado em 30/07/2010)

Projeto	Preço Contratado (BRL/MWh)
Ferreira Gomes	69,78
Colider	103,40
Pirapora	154,49
Canaa	153,98
Jamari	154,23
Santa Cruz de Monte Negro	153,73
Garibaldi	107,98
Preço Médio	**128,2**

Tabela 11 – Preço da energia comercializada no leilão brasileiro de energia para novos projetos

(11º leilão de energia realizado em 17/12/2010)

Projeto	Preço Contratado (BRL/MWh)
Santo Antonio Jari	104,00
Teles Pires	58,35
Preço Médio	81,2

Segundo os preços médios de energia indicados acima, é muito improvável que ultrapassem BRL 162,87/MWh – para IRR acima do *benchmark*. O preço mais alto da energia nos leilões de energia realizados em 2010 foi de BRL 154,49/MWh no 10º leilão de energia para novos projetos.

Como indicado na tabela acima, o preço médio da energia no leilão foi de BRL 137,62/MWh (considerando-se todos os 18 projetos participantes). Se considerarmos apenas pequenas centrais hidrelétricas, o mais alto preço pago foi de BRL 135,00/MWh.

Deve ser acrescentado que Pipoca participa do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE. O Mecanismo de Realocação de Energia foi criado pelo Decreto nº 2655 de 02 de julho de 1998 e foi regulado pela Resolução nº 169, de 03 de maio de 2001.

O MRE baseia-se na energia assegurada das usinas e atua como um *pool* de equilíbrio, mitigando os riscos hidrológicos para todos os produtores de energia participantes, considerando a diversificação geográfica, a extensão territorial e as diferentes regiões hidrológicas do Brasil.

Esse mecanismo transfere a energia dos produtores que têm geração em excesso em comparação com sua energia assegurada para os produtores que geraram abaixo de sua energia assegurada. A energia gerada em excesso, ou seja, acima da energia assegurada, é realocada em outro projeto e não pode ser vendida no mercado local. Essa energia deve ser vendida/comprada entre os participantes do MRE por um preço simbólico estabelecido pela Superintendência de Regulação dos Serviços de Geração – SRG, que é muito inferior ao estabelecido no PPA do projeto. Para o ano de 2009, o preço da energia estabelecido pela é de BRL 8,18 /MWh[18] (menos de 10% do preço do PPA).

Considerando as informações acima, caso os projetos gerem mais ou menos energia que a assegurada, esse evento não terá em longo prazo impacto significativo na receita do projeto.

Portanto, é muito improvável que ocorra um aumento no preço de mercado da energia para BRL 154,87/MWh (preço da energia necessário para alcançar o *benchmark*) e, se ocorresse, não teria impacto significativo na receita do projeto.

b) Aumento na geração de energia/fator de carga da usina

Como já explicado, toda a geração excessiva de Pipoca é realocada no MRE e não pode ser vendida no mercado local. Portanto, nenhum aumento na geração de energia/carga da usina faria a IRR atingir o *benchmark*.

2. Custos

a) Redução dos custos de O&M

A variação dos custos operacionais não faria a IRR alcançar o *benchmark*, mesmo que não fossem considerados os custos.

b) Redução dos investimentos do projeto

O patrocinador do projeto assina os contratos *turnkey* EPC para o projeto Pipoca, em que os custos estão fixados e não variarão se os investimentos do projeto aumentarem por um motivo inesperado. Portanto, uma redução de 10% nos investimentos é muito improvável e não se espera que ocorra; é ainda mais improvável uma redução de 17,3% (o valor necessário para a IRR do projeto alcançar o *benchmark*).

.

É importante mencionar que investimentos reais em países em desenvolvimento são usualmente maiores que a estimativa original. Isso pode ser evidenciado a partir da estimativa dos custos de construção e dos cronogramas em países em desenvolvimento. Utilizando uma amostra de 125 projetos (59 de termelétricas e 66 de hidrelétricas), Bacon e Besant-Jones (1998)[19] indicam que, embora a razão do custo real pelo estimado possa ser menor que um (indicando investimento real menor que o estimado), menos

[18] Disponível em: http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias_boletim/?fuseaction=boletim.detalharNoticia&idNoticia=196>.

[19] R. W. Bacon e J. E. Besant Jones (1998). Estimating construction costs and schedules – Experience with electricity generation projects in developing countries. Energy Policy, vol. 26, nº 4, pp 317-333.

de 10% dos projetos analisados tiveram investimentos menores que os previstos. Uma das conclusões é de que "os valores estimados foram significativamente baseados em valores inferiores aos valores reais".

Outra confirmação desse fato é fornecida pela "Associação Brasileira dos Pequenos e Médios Produtores de Energia Elétrica" APMPE, retida por PPS, viando obter uma opinião perita. O trabalho da APMPE conclui que a probabilidade de investimentos maiores que os anteriormente estimados é provável. Em conformidade com a declaração do presidente da APMPE, as "Diretrizes para Estudos e Projetos de Pequenas Centrais Hidrelétricas"[20] preparadas por uma usina energética controlada pelo governo federal brasileiro (Eletrobrás - Centrais Elétricas Brasileiras S.A.) recomendam em seu Anexo 3 a adição de 5% na estimativa acima para as despesas inesperadas. Os PPs dizem que os custos estimados apresentados para a atividade do projeto não incluem nenhum custo para despesas inesperadas.

Em suma, os valores usados no fluxo de caixa do projeto são razoáveis, considerando-se que são baseados na experiência do patrocinador do projeto e, em geral, os investimentos reais são maiores que os estimados. Portanto, não é esperado que ocorra uma redução de 10% nos investimentos do projeto.

Todas as informações usadas nesta análise de sensibilidade baseiam-se em dados oficiais e serão apresentadas a DOE no momento da validação.

Resultado: A IRR da atividade do projeto sem o registro como projeto MDL está abaixo do *benchmark*, evidenciando que a atividade do projeto não é atrativa do ponto de vista financeiro. O conhecimento dos benefícios do registro como MDL foi o ponto principal na tomada de decisão de se implantar a atividade do projeto.

ATENDIDO/APROVADO – Prosseguir à Etapa 3

Etapa 3. Análise de barreiras

Não aplicável.

Etapa 4. Análise da prática comum

Subetapa 4a: Analisar outras atividades semelhantes à atividade de projeto proposta:

De acordo com a ferramenta de adicionalidade, *"os projetos são considerados semelhantes se estiverem no mesmo país/região e/ou se dependerem de uma tecnologia em sua maior parte semelhante, se forem de escala semelhante e se ocorrerem em um ambiente comparável com respeito à estrutura regulatória, ao clima de investimentos, ao acesso à tecnologia, acesso ao financiamento, etc."* Assim, será usado um método de etapas proposto nas *"Diretrizes sobre a Prática Comum"* (Anexo 12, EB63).

Levando-se em conta as definições fornecidas pelas diretrizes mencionadas acima, bem como as características específicas do projeto, foram considerados os seguintes critérios durante a avaliação da prática comum:

[20] Disponível em http://www.eletrobras.gov.br/EM_Atuacao_Manuais/default.asp (*site* acessado em 05 de agosto de 2009).

- ***Região geográfica aplicável:*** O Brasil tem uma extensão de 8.514.876.599 quilômetros quadrados[21] (com mais de 4.000 km de distância nos eixos norte-sul e leste oeste) e regiões com 6 climas diferentes: subtropical, semiárido, equatorial, tropical, tropical de altitude e tropical atlântico (tropical úmido). Essas variedades de clima obviamente têm forte influência nos aspectos técnicos relacionados à implantação de uma pequena central hidrelétrica.

  Considerando as diferentes condições climáticas, a precipitação varia de 500 a mais de 3.000 mm/ano[22]. Comparando a precipitação mensal (mm) entre as regiões brasileiras, podem ser claramente demonstradas as diferenças relacionadas à região onde a atividade do projeto está localizada (Sudeste) e outras regiões (Norte, Nordeste, Centro-Oeste e Sul (Figura 5 e Figura 6).

  Obviamente, essas variedades de clima têm forte influência nos aspectos técnicos relacionados à implantação de uma pequena central hidrelétrica.

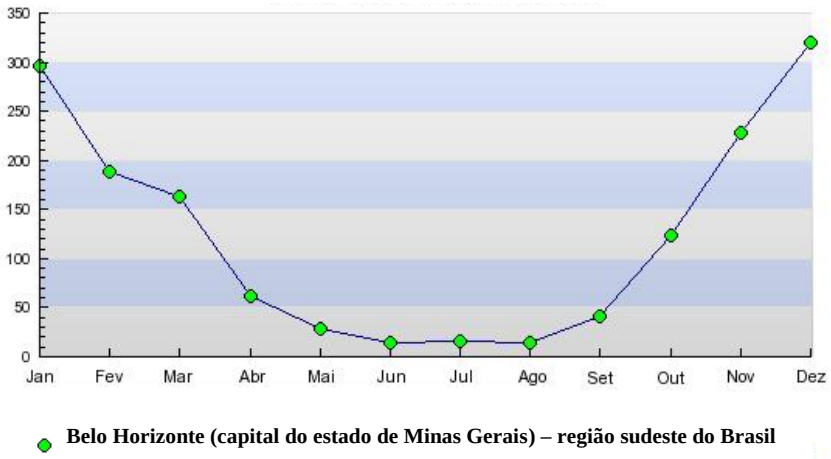


Figura 5 - Média de precipitação (mm) em Belo Horizonte (região sudeste do Brasil) de 1961 a 1990

Fonte: INMET (2009)[23]

[21] Disponível em: http://www.ibge.gov.br/english/geociencias/cartografia/default_territ_area.shtm.

[22] Informações públicas disponíveis no website do Instituto Nacional de Metereologia – INMET. Gráfico de normais climatológicas (1961-1990): <http://www.inmet.gov.br/>.

[23] Disponível em: <http://www.inmet.gov.br/html/clima/graficos/plotGraf.php?chklist=2%2C&capita=belohorizonte%2C&peri=99%2C&per6190=99&precipitacao=2&belohorizonte=15&Enviar=Visualizar>.

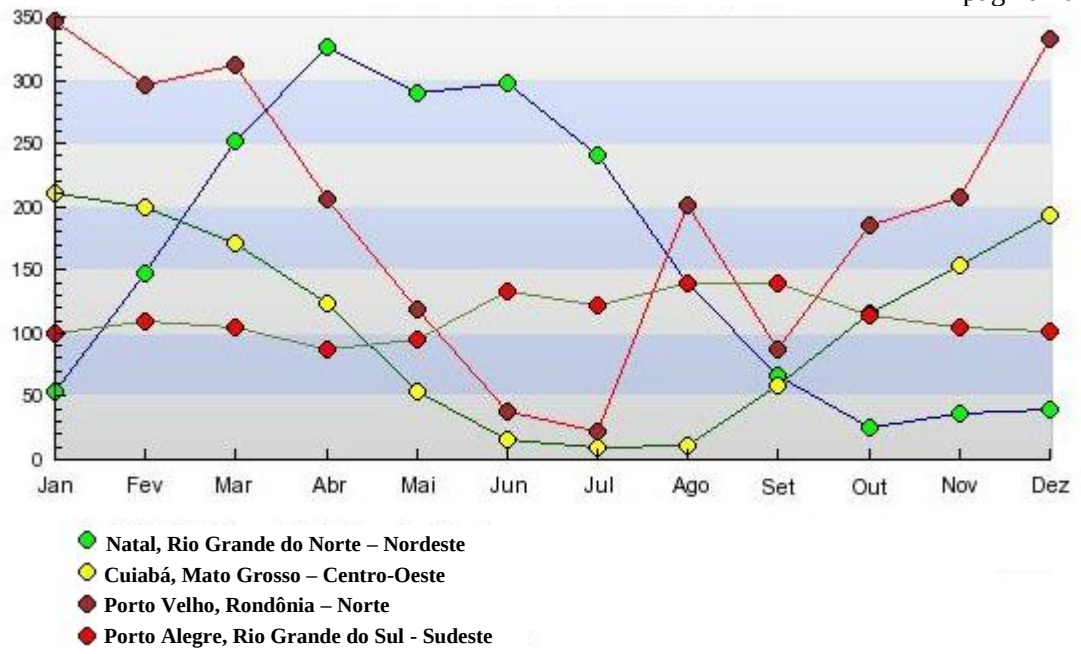


Figura 6 - Precipitação média (mm) nas regiões do Brasil (exceto a região sudeste do Brasil) de 1961 a 1990

Fonte: INMET (2009)[24]

Além disso, projetos de hidrelétricas podem diferir significativamente entre si, considerando a região a ser implantada, o clima, a topografia, a disponibilidade de linhas de transmissão, a regularidade do curso do rio, etc. Apenas por esses motivos, é extremamente difícil e frequentemente não razoável comparar diferentes potenciais e usinas hidrelétricas. Além do mais, as usinas hidrelétricas nem sempre podem ser colocadas no local ideal (próximas a centros de carga e linhas de transmissão) e serem facilmente transferidas (movidas para uma nova região em que uma tarifa melhor é oferecida) como, por exemplo, as usinas modulares alimentadas por combustível fóssil (diesel, gás natural). As diferenças podem ser ainda maiores se for possível o armazenamento de uma grande quantidade de água, como no caso pequenas centrais hidrelétricas.

Considerando a região em que está localizado o projeto de Pipoca – estado de Minas Gerais – ela tem uma região de 586.528.293 quilômetros quadrados (IBGE, 2009). Para referência, a média das áreas dos países europeus é 565.679 quilômetros quadrados[25]; resultado que considera a área da Federação Russa (que tem 17.075.400 quilômetros quadrados). Se a Federação Russa não for considerada, a média das áreas dos países europeus é 163.003 quilômetros quadrados. Isso demonstra que o estado de Minas Gerais é considerado grande, e que as diferenças podem

[24] Informações públicas disponíveis no webside do Instituto Nacional de Metereologia – INMET. Gráfico de normais climatológicas (1961-1990): <http://www.inmet.gov.br/>.

[25] Dados coletados da *United Nations Economic Commission for Europe* (UNECE) – UNECE member countries in figures: country overview y indicator, country and year. Disponível em: <http://www.unece.org/>.

influenciar na implantação de pequenas centrais hidrelétricas. Contudo, os participantes do projeto decidiram analisar os projetos localizados no estudo de Minas Gerais por motivos de conservadores.

ii. ***Medição:*** A avaliação será feita em conformidade com a finalidade da atividade do projeto proposta e seu cenário de referência alternativo, correspondendo ao item b) troca de tecnologia pela mudança da fonte de energia. Em outras palavras, a geração de eletricidade através das usinas hidrelétricas substituirá a eletricidade gerada através de outras fones conectadas à rede.

iii. ***Saída:*** Serão levadas em conta apenas as usinas conectadas à rede que produzirem.

iv. ***Diferentes Tecnologias:*** Seguindo esses critérios, serão levados em conta os seguintes aspectos ao conduzir a análise da prática comum:

- ***Mesmo ambiente de respeito à estrutura regulatória:*** Até o início dos anos 1990, o setor de energia era composto quase que exclusivamente de empresas estatais. A partir de 1995, devido ao aumento nas taxas de juros internacionais e à falta de capacidade de investimento do estado, o governo iniciou o processo de privatização. No entanto, no final de 2000 os resultados ainda eram modestos. Outras iniciativas, objetivando melhorar a geração elétrica no país foram tomadas entre 1990 e 2003; no entanto, não atraíram novos investimentos para o setor. Em 2003, o governo recém-eleito decidiu revisar integralmente a estrutura institucional do mercado de eletricidade, para favorecer investimentos no setor de energia elétrica. As regras de mercado foram alteradas e novas instituições foram criadas, como a Empresa de Pesquisa Energética – EPE – uma instituição que ficaria responsável pelo planejamento de longo prazo do setor de eletricidade, com a função de avaliar, de forma perene, a segurança do abastecimento de energia elétrica – e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) – uma instituição para gerir a comercialização de energia elétrica no sistema interconectado. Essa nova estrutura foi aprovada pela Câmara dos Deputados e publicada em março de 2004[26]. Dados a nova estrutura regulatória e o clima de investimentos, PP incluiu apenas projetos que começaram após março de 2004 na análise.

- ***Mesmo ambiente de respeito ao clima de investimentos, acesso à tecnologia e financiamento*:** Como mencionado no item "país/região" acima, dependendo da localização do projeto, há diferenças relacionadas aos aspectos técnicos de um projeto de uma pequena central hidrelétrica, mesmo se projetos de pequenas hidrelétricas estiverem localizados na mesma região. Essas diferenças técnicas obviamente têm influência no investimento/financiamento de um projeto. Do mesmo modo, é preciso ser levado em conta que os patrocinadores do projeto têm diferentes capacidades de investimento. Assim, as informações financeiras devem ser consideradas quando forem analisadas projetos de pequenas hidrelétricas. Contudo, os Participantes do Projeto decidiram se esforçar ao máximo na realização de uma comparação razoável, visando à análise da prática comum, conquanto não haja informações sobre investimentos disponíveis.

Subetapa 4b. Discutir qualquer opção semelhante que estiver em uso:

[26] http://www.planalto.gov.br/CCIVIL/_Ato2004-2006/2004/Lei/L10.848.htm.

[28] ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução # 652, publicada em 9 de dezembro de 2003.

Com relação às informações acima, Os participantes do projeto seguiram as etapas previstas pelo Anexo 12, EB 63 para executar a análise da prática comum, conforme detalhado a seguir.

Etapa 1: Calcular a variação de saída aplicável como +/-50% da saída do projeto ou a capacidade da atividade do projeto proposto.

Conforme mencionado na seção A, de acordo com a regulamentação Brasileira, usinas hidrelétricas de pequeno porte são definidas como usinas com capacidade instalada entre 1 e 30MW. Portanto, não foram levadas em conta usinas hidrelétricas de grande porte (com capacidade instalada acima de 30MW). Além disso, foram analisadas apenas usinas com capacidade instalada 50% abaixo e 50% acima do projeto Pipoca (20,45 MW) (ou seja, entre 10 e 30 MW).

Etapa 2: Na área geográfica aplicável, identificar todas as usinas que distribuem a mesma saída ou capacidade, dentro da variação de saída aplicável calculada na Etapa 1, conforme a atividade do projeto proposto e se elas iniciaram a operação comercial antes da data de início do projeto. As atividades do projeto MDL registradas não devem ser incluídas nesta etapa.

Considerando as informações acima, os Participantes do Projeto fizeram uma pesquisa sobre unidades geradores de pequenas usinas hidrelétricas no Brasil, que iniciaram suas operações de abril de 2004 a dezembro de 2010 nas Regiões Sudeste e Centro-Oeste do Brasil, que consiste o sub-mercado elétrico onde a Pipoca está localizada, abrangendo os estados do *Espírito Santo, São Paulo, Rio de Janeiro, Minas Gerais, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul* e *Goiás*. Ainda, pequenas hidrelétricas que receberam algum tipo de incentivo (PROINFA[27] e/ou MDL) foram identificadas.

Tabela 11 – Início das Operações de PCHs de abril de 2004 a dezembro de 2010

Usina Hídrica Pequena	Capacidade Instalada (MW)	Estado	MDL	Proinfa	Início da Operação
Alto Sucuriú	29	MS		X	2008
Anhanguera	22,68	SP	X		2010
Areia Branca	19,8	MG	X		2010
Bocaiúva	30	MT	X		2010

[28] Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA, criado pela Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002. Dentre outras, uma das metas da iniciativa é aumentar a participação das fontes de enegia renováveis no mercado de eletricidade brasileiro, contribuindo assim para a sustentabilidade ambiental. Para alcançar essas metas, o governo brasileiro designou a estatal energética Eletrobrás (Centrais Elétricas Brasileiras S/A) para agir como o principal receptador da energia elétrica gerada por usinas de energia alternativa no Brasil, celebrando contraltos de compra de energia de longo prazo com produtores de energia, em um preço garantido de pelo menos 80% da tarifa média do abastecimento elétrico cobrada do consumidor final. Ainda, o Decreto brasileiro nº 5.025, de 30 de março de, 2004, que regula a Lei nº 10.438, afirma que o PROINFA objetiva a redução dos gases estufa, conforme determinado pela *United Nations Framework Convention on Climate Change* (UNFCCC) nos termos do Protocolo de Quioto, contribuindo com o desenvolvimento sustentável. Portanto, o programa é claramente uma política "Tipo E-".

Bonfante	19	MG		X	2008
Braço Norte III	14,16	MT	X		2003
Braço Norte IV	14	MT	X		2007
Buriti	30	MS	X	X	2007
Cachoeirão	27	MG	X		2009
Calheiros	19	ES		X	2008
Canoa Quebrada	28	MT	X	X	2006
Carangola	15	MG		X	2007
Cocais Grande	10	MG		X	2007
Engº José Gelásio da Rocha	24,435	MT		X	2007
Faxinal II	10	MT	X		2005
Figueirópolis	19,41	MT		X	2010
Francisco Gross (Ex.Santa Fé)	29	ES	X	X	2009
Funil	22,5	MG		X	2008
Garganta da Jararaca	29,3	MT	X		2006
Goiandira	27	GO	X		2010
Graça Brennand (Ex.Terra Santa)	18,266	MT	X		2008
Irara	30	GO		X	2008
Ivan Botelho III (Ex-Triunfo)	24,4	MG	X		2005
Jataí	30	GO		X	2008
Malagone	19	MG	X		2010
Mambaí II	12	GO		X	2008
Monte Serrat	25	MG		X	2009
Mosquitão	30	GO		X	2006
Ombreiras	26	MT	X		2005
Paiol	20	MG	X		2010
Pampeana	27,99	MT	X		2009
Paraíso I	21.6	MS	X		2004
Paranatinga II	29,02	MT	X		2008
Pedra do Garrafão	19	ES	X		2009
Piedade	21,69	MG	X		2010
Piranhas	18	GO		X	2006
Pirapetinga	20	ES	X		2009
Planalto	17	MS	X		2009
Ponte Alta	13	MS		X	2007
Porto das Pedras	28,03	MS	X		2008
Retiro Velho	18	GO		X	2009
Riachão (Ex-Santa Edwiges I)	11,2	GO	X		2006
Rondonópolis	26,6	MT		X	2007
Sacre 2	30	MT	X		2006
Salto	19	MT	X	X	2007

Salto Corgão	27	MT	X		2005
Santa Edwiges II	13	GO	X		2006
Santa Edwiges III	11,6	GO	X		2009
Santa Fé I	30	MG	X	X	2008
Santa Gabriela	24	MS	X		2009
Santa Rosa II	30	RJ		X	2008
São Domingos II	24,3	GO	X		2009
São Gonçalo (Ex-Santa Bárbara)	11	MG	X		2007
São João	25	ES	X		2007
São Joaquim	21	ES		X	2008
São Lourenço (Ex.Zé Fernando)	29,1	MT		X	2009
São Pedro	30	ES		X	2009
São Simão	27,42	ES		X	2009
São Tadeu I	18	MT		X	2010
Sete Quedas Alta	22	MT		X	2010

A partir da lista acima, as plantas comparáveis que não usam o incentivo do MDL totalizam 24 usinas.

N_{todas} = 24 usinas

Etapa 3: Dentre as usinas identificadas na Etapa 2, identifique as que utilizam tecnologias diferentes das tecnologias utilizadas na atividade do projeto proposto.

Dentre as usinas identificadas na etapa anterior nas variações descritas, o número de usinas que utilizam tecnologias diferentes em relação àquela utilizada na atividade do projeto proposto é de 24 usinas hidrelétricas pequenas que receberam incentivos do PROINFA (identificado como política promocional, conforme explicado acima). Portanto, $\mathbf{N_{dif} = 24}$.

Etapa 4: Calcule o fator $F=1-N_{dif}/N_{todas}$ que representa a quantidade de usinas que utilizam tecnologia semelhante à tecnologia usada na atividade do projeto proposto em todas as usinas que distribuem a mesma saída ou capacidade que a atividade do projeto proposto.

$F = 1 - N_{dif}/N_{todas}$

$F = 1 – 24/24$

$F = 0$

$N_{todas} - N_{dif} = 24 – 24 = 0$

Resultado: A atividade do projeto proposto poderia ser uma prática comum dentro de um setor na área geográfica aplicável se o fator F for maior do que 0,2 e $N_{todas} - N_{dif}$ for maior que 3. Portanto, a atividade do projeto não é uma prática comum na área geográfica aplicável.

Portanto, considerando a pesquisa acima, todos os projetos semelhantes foram implantados com o recebimento de algum tipo de incentivo de MDL ou PROINFA. É importante mencionar que a primeira

fase do PROINFA foi conduzida em 2004, por meio de duas convocações públicas para seleção de projetos em 6 de abril e 5 de outubro, e não há indicação de quando a segunda fase será conduzida.

Este resultado demonstra que os riscos relacionados a esse tipo de projeto são maiores, conforme discutido na Etapa 2 – Análise de Investimento e que um incentivo maciço é necessário para promover a construção de projetos de energia renovável no Brasil, onde estão compreendidas pequenas centrais hidrelétricas.

Em suma, a presente atividade de projeto claramente não é a prática comum, porque nenhum projeto semelhante entrou em operações durante o período acima mencionado, sem algum tipo de incentivo. Com o benefício financeiro derivado de CERs, é esperado que outros desenvolvedores de projeto obtenham benefícios dessa nova fonte de receita e depois decidam desenvolver esses projetos. O MDL tornou possível para os investidores configurar suas pequenas centrais hidrelétricas e vender sua eletricidade para a rede.

Vale mencionar que 69,20% da capacidade instalada do Brasil é composta de grandes hidrelétricas com grandes reservatórios, e 25,20% de usinas termelétricas. Apenas 2,89% da capacidade instalada do Brasil provém de pequenas hidrelétricas (3,2 GE de um total de 110 GW).

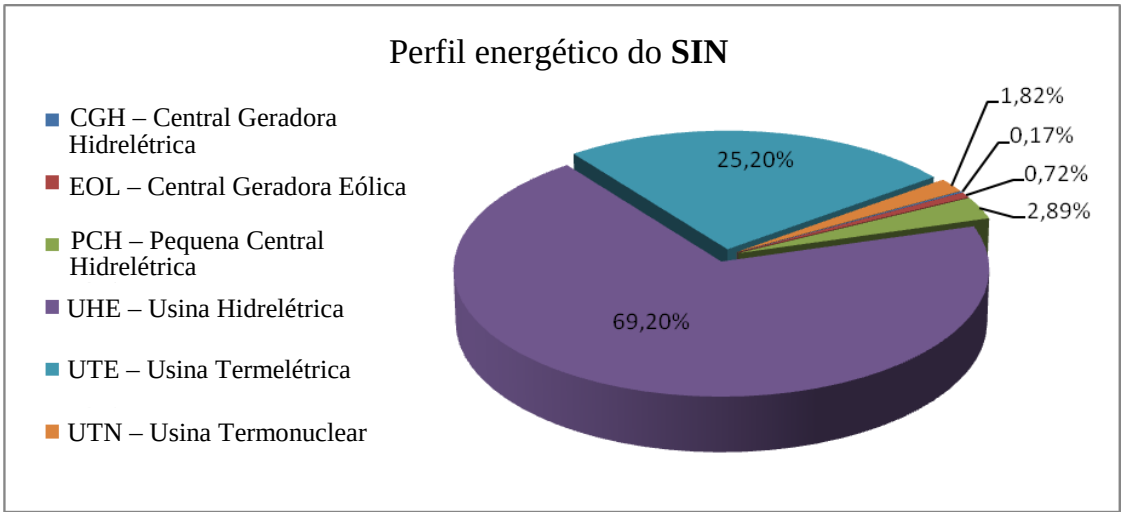


Figura 7 - Divisão da capacidade instalada

Fonte: ANEEL, 2010[28]

Além disso, nos mais recentes leilões energéticos, que ocorreram entre 2005 e 2007, de um total de 9.594 MW vendidos, 5.888 MW (61,3%) provirão de termelétricas abastecidas por combustíveis fósseis, dos quais 2.152 MW serão de termelétricas abastecidas a gás natural e 2.514 MW de óleo combustível, ou seja, respectivamente 22,4% e 26,4% do total vendido (Esparta, 2008).

[28] Disponível em: < http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.asp>. Acessado em 04 de agosto de 2010.

ATENDIDO/APROVADO – O projeto é ADICIONAL

B.6. Reduções de emissões:

B.6.1. Explicação das escolhas metodológicas:

Cálculo das reduções de emissões (RE_a)

De acordo com a metodologia aprovada escolhida, ACM0002, as reduções de emissões são calculadas da seguinte forma:

$$RE_a = EB_a - EP_a \qquad \textbf{Equação 1}$$

Sendo:

RE_a = Redução de emissões por ano *a* (tCO_2e/a);

EB_a = Emissões de referência por ano *a* (tCO_2e/a);

EP_a = Emissões do projeto por ano *a* (tCO_2e/a);

Cálculo de referência (EB_a)

As emissões de referência são calculadas usando-se a eletricidade anual direcionada à rede (EG_a) multiplicada pelo fator de emissão de referência de CO_2 (FE_a), da seguinte forma:

$$EB_a = EG_{PJ,a}.FE_{rede,CM,a} \qquad \textbf{Equação 2}$$

Sendo:

EB_a = Emissões de referência por ano *a* (tCO_2/a);

EG_{PJa} = Quantidade de geração de eletricidade líquida que é produzida e fornecida à rede como resultado da implantação da atividade do projeto MDL por ano *a* (MWh/a);

$FE_{rede,\ CM,\ a}$ = Fator de emissão de CO_2 da margem combinada para a geração de eletricidade conectada à rede por ano *a*, calculada usando a versão mais recente da "*Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema de eletricidade* (tCO_2/MWh).

Para Greenfield, projetos rurais instalados em locais onde não ocorreu geração de eletricidade anterior, como é o caso da atividade de projeto proposta, o cálculo da $EG_{PJ,a}$ são feitos da seguinte forma:

$$EG_{PJ,a} = EG_{unidade,a} \qquad \textbf{Equação 3}$$

Sendo:

EG_{PJa} = Quantidade de geração de eletricidade líquida que é produzida e fornecida à rede como resultado da implantação da atividade do projeto MDL por ano *a* (MWh/a);

$EG_{unidade,a}$ = Quantidade de geração de energia elétrica líquida fornecida pela usina/unidade do projeto à rede por ano *a* (MWh/a).

Cálculo do Fator de Emissão de Referência ($FE_{rede, CM, a}$)

De acordo com a metodologia aprovada escolhida, ACM0002, o fator de emissão de referência (FE_a) é calculado usando a ferramenta metodológica "*Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema de eletricidade*". De acordo com esta ferramenta, os Participantes do Projeto aplicarão as seis etapas a seguir no cálculo de referência:

ETAPA 1 – Identificar o sistema de energia elétrica relevante.

ETAPA 2 – Decidir se serão incluídas usinas desconectadas da rede no sistema de eletricidade do projeto (opcional).

ETAPA 3 – Escolher o método para determinar a margem operacional (MO).

ETAPA 4 – Calcular o fator de emissão da margem operacional de acordo com o método selecionado.

ETAPA 5 – Calcular a o fator de emissão da margem de construção (MC).

ETAPA 6 – Calcular o fator de emissão da margem combinada (MC).

- **ETAPA 1** – Identificar os sistemas de energia elétrica relevantes

De acordo com a ferramenta, "*Se a DNA do país anfitrião tiver publicado uma delineação do sistema de eletricidade do projeto e dos sistemas de eletricidade conectado, essas delineações devem ser usadas. Se essas delineações não estiverem disponíveis, os participantes do projeto devem definir o sistema de eletricidade do projeto e qualquer sistema de eletricidade conectado e justificar e documentar suas considerações no MDL-PDD.*"

A DNA brasileira publicou a Resolução nº 8, emitida em 26 de maio de 2008, que define a Rede Interconectada do Brasil como o único sistema que cobre todas as cinco macrorregiões geográficas do país (Norte, Nordeste, Sul, Sudeste e Centro-Oeste). Assim, esse valor é usado para calcular o fator de emissão de referência da rede.

- **ETAPA 2** – Decidir se serão incluídas usinas desconectadas da rede no sistema de eletricidade do projeto (opcional).

Os Participantes do Projeto decidem seguir a Opção I (Apenas usinas da rede estão incluídas no cálculo).

- **ETAPA 3** – Escolher o método para determinar a margem operacional (MO).

O cálculo do fator de emissão da margem operacional ($FE_{rede,MO,a}$) baseia-se em um dos seguintes métodos:

(a) MO simples, ou

(b) MO simples ajustada, ou

(c) MO da análise de dados de envio, ou

(d) MO média.

A DNA brasileira disponibilizou o fator de emissão da margem operacional calculado seguindo a "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema de eletricidade" aprovado pelo Comitê Executivo de MDL. O cálculo emprega a opção c – MO da análise de dados de envio. Essa opção não permite a realização de cálculo *ex ante* do fator de emissão e, assim, a opção escolhida foi o cálculo ***ex post***. Esse parâmetro será atualizado anualmente, aplicando-se os números fornecidos pela DNA brasileira. Mais informações sobre os métodos aplicados podem ser obtidas no *website* da DNA (http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/4016.html).

- **ETAPA 4** – Calcular o fator de emissão da margem operacional de acordo com o método selecionado

O fator de emissão da MO da análise dos dados de envio ($FE_{rede,\ MO\text{-}DD,a}$) é determinado com base nas unidades energéticas que são efetivamente enviadas na margem durante cada hora *h*, em que o projeto transfere energia. Essa abordagem não é aplicável para dados históricos e, assim, requer monitoramento anual do $FE_{rede,MO\text{-}DD,a.}$

Será calculado usando a fórmula abaixo:

$$FE_{rede,MO-DD,a} = \frac{\sum_{h} EG_{PJ,h} \cdot FE_{EL,DD,h}}{EG_{PJ,a}} \qquad \textbf{Equação 4}$$

Sendo:

$FE_{rede,OM-DD,a}$ = fator de emissão de CO_2 da margem operacional da análise de dados de envio por ano *a* (tCO_2/MWh);

$EG_{PJ,h}$ = Eletricidade transferida pela atividade do projeto em hora *h* do ano *a* (MWh);

$FE_{EL,DD,h}$ = fator de emissão de CO_2 para unidades energéticas no topo da ordem de transferência em hora *h* por ano *a* (tCO_2/MWh);

$EG_{PJ,a}$ = Total de eletricidade transferida pela atividade do projeto por ano *a* (MWh);

h = horas por ano *a*, em que a atividade do projeto transfere eletricidade da rede;

a = ano em que a atividade do projeto transfere eletricidade da rede.

O parâmetro do fator de emissão de CO_2 para unidades energéticas no topo da ordem de transferência ($EF_{EL,DD,h}$) pode ser obtido pelo consume horário de combustível ou pelo fator de emissão horário, calculado com base na eficiência energética das unidades energéticas e dos tipos de combustível. Conforme conferido por DOEs, a $EF_{EL,DD,h}$ é calculada pela DNA Brasileira por meio do consumo horário de combustível de acordo com a equação a seguir:

$$FE_{EL,DD,a} = \frac{\sum_{i,n} FC_{i,n,h} \cdot NCV_{i,a} \cdot FE_{CO2,i,a}}{\sum_{n} EG_{n,h}} \qquad \textbf{Equação 5}$$

Sendo:

$FE_{EL,DD,h}$ = fator de emissão de CO_2 para unidades energéticas no topo da ordem de transferência em hora *h* por ano *a* (tCO_2/MWh);

$FC_{i,n,h}$ = Quantidade de combustível fóssil tipo *i* consumido por unidade energética em hora *h* (unidade de massa ou volume);

$NCV_{i,a}$ = Valor calórico líquido (conteúdo energético) de combustível fóssil tipo *i* por ano *a* (GJ/unidade de massa ou volume);

$FE_{CO2,i,a}$ = fator de emissão de CO_2 do combustível fóssil tipo *i* por ano, *a* (tCO_2/GJ);

$EG_{n,h}$ = Eletricidade gerada e entregue à rede por unidade energética *n* em hora *h* (MWh);

n = unidades energéticas no topo da transferência (conforme definição abaixo);

i = tipos de combustíveis fósseis consumidos em unidade energética *n* por ano *a*;

h = horas por ano *a*, em que a atividade do projeto transfere eletricidade da rede;

a = ano em que a atividade do projeto transfere eletricidade da rede.

Para determinar o conjunto de unidades energéticas *n*, que estão no topo do envio, será obtido do centro nacional de transferência:

- A ordem de envio do sistema da rede para cada unidade energética do sistema, incluindo as unidades energéticas de que a eletricidade é importada, e
- A quantidade de energia (MWh) que é enviada de todas as unidades energéticas no sistema durante cada hora *h*, em que a atividade do projeto transferir energia.

Em cada hora *h*, ordenar a geração de todas as unidades energéticas usando a ordem de mérito. O grupo de unidades energéticas *n*, na margem de envio inclui as unidades no topo x% da eletricidade total enviada na hora *h*, sendo x% igual ao maior de:

(a) 10%; ou

(b) A quantidade de eletricidade transferida pela atividade do projeto durante a hora *h*, dividida pelo total de geração de eletricidade na rede durante aquela hora *h*.

De acordo com as informações apresentadas por DOEs, a opção usada pela DNA brasileira para obter as unidades no topo x% é (a) 10%. Como mencionado acima, a DNA do país que recebe fornecerá $FE_{EL,DD,h}$ para que os Participantes do Projeto calculem o fator de emissão da margem operacional. Assim, esses dados serão atualizados anualmente aplicando-se os números publicados pela DNA brasileira. Para fins de estimativa, a média dos anos mais recentes disponível no *website* da DNA é usada. Mais informações sobre os métodos aplicados podem ser obtidas no *website* da DNA (http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/4016.html).

- **ETAPA 5** – Calcular o fator de emissão da margem de construção (MC).

A Opção 2 (ex-post) foi escolhida, quando para o primeiro período de crédito, o fator de emissão da margem de construção deve ser atualizado anualmente incluindo aquelas unidades construídas no ano de registro da atividade do projeto ou, se as informações até o ano de registro ainda não estão disponíveis, incluindo as unidades construídas no último ano para as quais existem informações disponíveis. Para o segundo período de crédito, o fator de emissões da margem de construção deve ser calculado ex ante, conforme descrito na Opção 1 (ex-ante). Para o terceiro período de crédito, recomenda-se utilizar o fator de emissão da margem de construção calculado para o segundo período de crédito. O grupo de amostra de unidades energéticas *m*, usado para calcular a margem de construção consiste em:

(a) O conjunto de cinco unidades energéticas que foram construídas recentemente, ou

(b) O conjunto de adições de capacidade energética no sistema de eletricidade que compreende 20% da geração do sistema (em MWh) e que foi construído mais recentemente.

A margem de construção também será calculada pela DNA. O número está publicado no *website* e, para fins de estimativa, é usada a média para os anos mais recentes.

O fator de emissão da margem de construção é o fator de emissão médio ponderado pela geração (tCO_2/MWh) de todas as unidades energéticas *m*, durante os anos mais recentes *a*, para os quais há dados de geração de eletricidade disponíveis, calculado da seguinte forma:

$$FE_{rede,MC,a} = \frac{\sum_m EG_{m,a} \times FE_{EL,m,a}}{\sum_m EG_{m,a}} \qquad \textbf{Equação 6}$$

Sendo:

$FE_{rede,MC,a}$= fator de emissão de CO_2 da margem de construção por ano *a* (tCO_2/MWh);

$EG_{m,a}$ = Quantidade liquida de eletricidade gerada e entregue à rede pela unidade energética por ano *a* (MWh);

$FE_{EL,m,a}$ = fator de emissão de CO_2 da unidade energética por ano *a* (tCO_2/MWh);

m = unidades energéticas incluídas na margem de construção;

a = Ano mais recente do histórico para o qual há dados de geração de energia disponíveis.

O parâmetro do fator de emissão de CO_2 da unidade eletricidade por ano *a* ($FE_{EL,m,a}$) é calculado conforme determinação das diretrizes na etapa 3 (a) para a MO única, opção B1, usando para *a* o ano mais recente do histórico para o qual há dados de geração de eletricidade disponíveis e usando para *m* as unidades energéticas incluídas na margem de construção.

$$FE_{EL,m,a} = \frac{\sum_i FC_{i,m,a} \cdot NCV_{i,a} \cdot FE_{CO2,i,a}}{EG_{m,a}} \qquad \textbf{Equação 7}$$

Sendo:

$FE_{EL,m,a}$ = fator de emissão de CO_2 da unidade energética por ano *a* (tCO_2/MWh);

$FC_{i,m,a}$ = Quantidade de combustível fóssil tipo *i* consumido por unidade energética por ano (unidade de massa ou volume);

$NCV_{i,a}$ = Valor calórico líquido (conteúdo energético) de combustível fóssil tipo *i* por ano *a* (GJ/unidade de massa ou volume);

$FE_{CO2,i,a}$ = fator de emissão de CO_2 do combustível fóssil tipo *i* por ano, *a* (tCO_2/GJ);

$EG_{m,a}$ = Quantidade líquida de eletricidade gerada e entregue à rede pela unidade energética por ano *a* (MWh);

m = todas as unidades energéticas que abastecem a rede por ano *a*, exceto unidades energéticas de baixo custo/de operação obrigatória;

i = tipos de combustíveis fósseis consumidos em unidade energética *n*, por ano *a*;

a = Ou os três anos mais recentes para os quais há dados disponíveis no momento da submissão do MDL-PDD a DOE para validação (opção *ex ante*) ou o ano aplicável durante o monitoramento (opção *ex post*), seguindo as diretrizes sobre o período dos dados na etapa 2.

A DNA brasileira disponibilizou o fator de emissão da margem operacional calculado seguindo a "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema de eletricidade" aprovado pelo Comitê executivo de MDL. Esse parâmetro será atualizado anualmente aplicando-se os números fornecidos pela DNA brasileira. O número está publicado no *website* e, para fins de estimativa, é usada a média dos anos mais recentes.

- **ETAPA 6** – Calcular o fator de emissão da margem combinada ($EF_{grid,CM,y}$)

A margem combinada é calculada da seguinte forma:

$$FE_a = P_{MO} \cdot FE_{MO,a} + P_{MC} \cdot FE_{MC,a} \qquad \textbf{Equação 8}$$

Sendo:

p_{MO} = ponderação do fator de emissão da margem operacional (%);

$EF_{grid,OM\,y}$ = fator de emissão de CO_2 da margem operacional por ano *a* (tCO_2/MWh);

p_{MC} = ponderação do fator de emissão da margem de construção (%);

$EF_{grid,BM,\,y}$ = fator de emissão de CO_2 da margem de construção por ano *a* (tCO_2/MWh).

De acordo com a ferramenta do fator de emissão, atividades de projeto de geração de eletricidade solar e eólica usarão dos valores-padrão de $p_{MO} = 0,75$ e $p_{MC} = 0,25$ para o primeiro período de crédito e para os períodos de crédito subsequentes. Todas os outros projetos usarão os valores-padrão de $p_{MO} = 0,5$ e $p_{MC} = 0,5$ para o primeiro período de crédito e $p_{MO} = 0,25$ e $p_{MC} = 0,75$ para o segundo e o terceiro período de crédito, a menos que haja especificação em contrário na metodologia aprovada que se refira a essa ferramenta.

Quantidade de geração líquida de energia fornecida pela usina/unidade do projeto à rede ($EG_{unidade,a}$)

A quantidade estimada de geração de eletricidade líquida fornecida pela usina/unidade do projeto à rede é apresentada na seção B.6.3 abaixo.

Cálculo das emissões do projeto (EP_a)

A atividade do projeto proposta pode envolver emissões do projeto que podem ser significativas. Neste sentido, de acordo com a metodologia MDL proposta, essas emissões serão consideradas emissões do projeto usando-se a seguinte equação:

$$EP_a = EP_{FF,a} + EP_{UG,a} + EP_{UH,a} \qquad \textbf{Equação 9}$$

Sendo:

EP_a = Emissões do projeto por ano *a* (tCO_2e/a);

$EP_{FF,a}$ = Emissões do projeto do consumo de combustível fóssil *a* (tCO2/a);

$EP_{UG,a}$ = Emissões do projeto da operação de usinas geotérmicas em decorrência da emissão de gases não condensáveis por ano *a* (tCO2e/a);

$EP_{UH,a}$ = Emissões do projeto de reservatórios de água de usinas hidrelétricas por ano *a* (tCO2e/a).

Emissões da combustão de combustível fóssil ($EP_{FF,a}$)

Considerando que não há combustão de combustível fóssil na atividade de projeto proposta, $EP_{FF,a}$ = 0 tCO_2/ano.

Emissões da operação de usinas geotérmicas em decorrência da liberação de gases não condensáveis ($EP_{UG,a}$)

Considerando que a atividade do projeto proposta consiste na construção de uma pequena usina hidrelétrica, não há emissões de gases não condensáveis da operação de usinas geotérmicas. Portanto, $EP_{UG,a}$ = 0 tCO_2/ano.

Emissões de reservatórios de água de usinas hidrelétricas ($EP_{UH,a}$)

Novos projetos de hidrelétricas, que resultam em novos reservatórios únicos ou múltiplos, levarão em conta emissões de CH_4 e CO_2 de reservatórios, estimados da seguinte forma:

a) se a densidade da potência (*DP*) do reservatório único ou de vários da usina for maior do que 4 W/m^2 e menor ou igual a 10 W/m^2:

$$EP_a = \frac{FE_{Res} \times TEG_a}{1000} \qquad \textbf{Equação 10}$$

Sendo:

EP_a = Emissão de reservatórios expressa em tCO_2e/ano;

FE_{Res} = é o fator de emissão padrão para emissões de reservatórios, e o valor-padrão segundo EB23 é 90 Kg CO_2e/MWh;

TEG_a = Eletricidade total produzida pela atividade do projeto, incluindo a eletricidade fornecida à rede e a eletricidade fornecida a cargas internas, por ano, a (MWh).

b) Se a densidade de potência (DP) do projeto for maior que 10W/m^2, PE_a = 0.

A densidade de potência da atividade do projeto é calculada da seguinte forma:

$$DP = \frac{Cap_{PJ} - Cap_{BL}}{A_{PJ} - A_{BL}} \qquad \textbf{Equação 11}$$

Sendo:

DP = Densidade de potência da atividade do projeto, em W/m^2.

Cap_{PJ} = Capacidade instalada da usina hidrelétrica após a implantação da atividade do projeto (W).

Cap_{BL} = Capacidade instalada da usina hidrelétrica antes da implantação da atividade do projeto (W). Para novas usinas hidrelétricas o valor é zero.

A_{PJ} = Área do reservatório único, ou dos vários, medida na superfície da água, após a implantação da atividade do projeto, quando o reservatório está cheio (m^2).

A_{BL} = Área do reservatório único, ou dos vários, medida na superfície da água, antes da implantação da atividade do projeto, quando o reservatório está cheio (m^2). Para novos reservatórios, este valor é zero.

Cálculo do vazamento (VZ_a)

De acordo com a metodologia, "*não são consideradas emissões de vazamentos. As principais emissões que possivelmente originam vazamento no contexto de projetos do setor elétrico são emissões originadas em decorrência de atividades como construção de usinas energéticas e emissões originadas pelo uso de combustível fóssil (ex.:, extração, processamento e transporte). Essas fontes de emissões são desconsideradas."* Portanto, o vazamento de Pipoca PCH é 0 tCO_2/ano.

B.6.2. Dados e parâmetros que estão disponíveis na validação:

Dados/parâmetro:	Cap_{BL}
Unidade dos dados:	W
Descrição:	Capacidade instalada da usina hidrelétrica antes da implantação da atividade do projeto.
Fonte dos dados usados:	Centro PCH Pipoca.
Valor aplicado:	0
Justificativa da escolha de dados ou descrição dos métodos de medição e procedimentos efetivamente aplicados:	A metodologia afirma que esse valor deve ser aplicado para novas usinas hidrelétricas.
Comentários:	

Dados/parâmetro:	A_{BL}

Unidade dos dados:	m^2
Descrição:	Área do reservatório único, ou dos vários, medida na superfície da água antes da implantação da atividade do projeto.
Fonte dos dados usados:	Centro PCH Pipoca.
Valor aplicado:	0
Justificativa da escolha de dados ou descrição dos métodos de medição e procedimentos efetivamente aplicados:	A metodologia afirma que esse valor deve ser aplicado para novas usinas hidrelétricas.
Comentários:	

B.6.3. Cálculo *ex ante* da redução de emissões:

Emissões de referência (EB_a)

Como descrito na seção B.6.1, os cálculos de referência (EB_a) são calculados diretamente da eletricidade fornecida pelo projeto à rede ($EG_{PJ,a}$) multiplicado pelo fator de emissão da rede ($EF_{rede,MC,a}$).

Cálculo do fator de emissão de referência ($FE_{rede, CM, a}$)

Para fins de estimativa, o valor mais recente disponível da margem operacional foi usado. Ao aplicar os valores das estimativas na fórmula apresentada na etapa da seção B.6.1, o $FE_{rede,MO-DD,a}$ obtido é:

$$FE_{rede,MO-DD,\ 2009} = 0{,}2476\ tCO_2e/MWh.$$

A margem de construção média para o ano considerado é:

$$FE_{rede,MC,} = 0{,}0794\ tCO_2e/MWh.$$

Com esses números, aplicando na fórmula apresentada na etapa 6 da seção B.6.1, temos:

$$FE_{MC,2009} = 0{,}5 \times 0{,}2476 + 0{,}5 \times 0{,}0794$$

$FE_{MC,2009}$ = 0,1635 tCO_2e/MWh.

Quantidade de geração líquida de energia fornecida pela usina/unidade do projeto à rede ($EG_{unidade,a}$)

A eletricidade líquida produzida pela atividade do projeto (EGa) baseia-se na energia assegurada da PCH Pipoca estabelecida pela Resolução nº 65 da ANEEL de 25 de maio de 2005. A futura eletricidade fornecida pelo projeto à rede (EG_a) é estimada com base na energia assegurada com o desconto da eletricidade fornecida para cargas internas. O cálculo das emissões de referência é apresentado na planilha de redução de emissões, que será apresentada a DOE no momento da validação.

Tabela 12 – Energia gerada estimada, exportada para a rede e de referência

Ano	Dias	Energia Líquida Gerada (EF) em MWh	EB (tCO_2e)
2012*	184	52.550	8,592
2013	365	104.244	17,044
2014	365	104.244	17,044
2015	366	104.530	17.091
2016	365	104.530	17.044
2017	365	104.244	17.044
2018	365	104.244	17.044
2019**	181	51.694	8,452
TOTAL	**2.556**	**729.994**	**119.354**
Média anual sobre o período de crédito das reduções previstas (toneladas de CO2e)			17.051

*A partir de 01-07-2012 até 31-12-2012

**A partir de 01-01-2019 até 30-06-2019

Cálculo das emissões do projeto (EP_a)

Emissões da combustão de combustível fóssil ($EP_{FF,a}$)

Considerando que não há combustão de combustível fóssil na atividade de projeto proposta, $EP_{FF,a}$ = 0 tCO_2/ano.

Emissões da operação de usinas geotérmicas em decorrência da liberação de gases não condensáveis ($EP_{UG,a}$)

Considerando que a atividade do projeto proposta consiste na construção de uma pequena usina hidrelétrica, não há emissões de gases não condensáveis da operação de usinas geotérmicas. Portanto, $EP_{UG,a} = 0$ tCO_2/ano.

Emissões de reservatórios de água de usinas hidrelétricas ($EP_{UH,a}$)

De acordo com ACM0002, novos projetos de energia hidrelétrica com novos reservatórios únicos ou múltiplos levarão em conta as emissões do projeto relacionadas com base no cálculo de sua densidade de potência. Aplicando a capacidade instalada da PCH Pipoca (20,45 MW) e sua área de reservatório único (0,855 km^2) na equação 7, o resultado é:

$$PD = \frac{20.45MW - 0}{0.855km^2 - 0} = 24.06MW / km^2$$

Como a densidade de potência do projeto está acima de 10W/m^2, $PE_{UH,y} = 0$ tCO_2/ano.

Cálculo do vazamento (VZ_a)

Como explicado acima na seção B.6.1, não será considerado vazamento. Portanto, $VZ_a = 0$ tCO_2/ano.

Cálculo das reduções de emissões (RE_a)

De acordo com a metodologia aprovada escolhida, ACM0002, as reduções de emissões são calculadas da seguinte forma:

$$RE_a = BE_a - PE_a$$

O resumo da estimativa *ex ante* da redução das emissões é apresentado na seção B.6.4 abaixo.

B.6.4 Resumo da estimativa *ex ante* da redução de emissões:

Tabela 13 – Resumo da estimativa *ex ante* da redução das emissões de PCH Pipoca

Anos	**Estimativa das emissões da atividade do projeto** (toneladas de CO_2e)	**Estimativa das emissões de referência** (toneladas de CO_2e)	**Estimativa do vazamento** (toneladas de CO_2e)	**Estimativa da redução geral de emissões** (toneladas de CO_2e)
Ano 1 - (2012*)	0	8.592	0	8.592
Ano 2 - (2013)	0	17.044	0	17.044
Ano 3 - (2014)	0	17.044	0	17.044
Ano 4 - (2015)	0	17.044	0	17.044
Ano 5 - (2016)	0	17.091	0	17.091
Ano 6 - (2017)	0	17.044	0	17.044

Ano 7 - (2018)	0	17.044	0	17.044
Ano 8 - (2019**)	0	8.452	0	8.452
Total (toneladas de CO_2e)	**0**	**119.354**	**0**	**119.354**

*A partir de 01-07-2012 até 31-12-2012

**A partir de 01-01-2019 até 30-06-2019

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

B.7.1 Dados e parâmetros monitorados:

Os dados monitorados necessários para a verificação e emissão serão mantidos por dois anos após o final do período de crédito ou até a última emissão de CERs para esta atividade de projeto, o que ocorrer depois.

Dados/parâmetro:	$EG_{unidade,a}$
Unidade dos dados:	MWh/ano
Descrição:	Quantidade de geração líquida de energia fornecida pela usina/unidade do projeto à rede por ano.
Fonte dos dados a serem usados:	Local do projeto.
Valor dos dados aplicados a fim de calcular a redução esperada das emissões na seção B.5	2012: 52.550 2013: 104.244 2014: 104.244 2015: 104.244 2016: 104.530 2017: 104.244 2018: 104.244 2019: 51.694
Descrição dos métodos de medição e procedimentos a serem aplicados:	Eletricidade fornecida pela atividade do projeto à rede. Conferida duas vezes pelo controle interno do Patrocinador do Projeto e recibo de venda ou evidências da Câmara Comercializadora de Energia Elétrica – CCEE, um órgão do governo brasileiro que monitora a eletricidade na rede nacional interconectada. Medição horária e registro mensal.
Procedimentos de GQ/CQ a serem aplicados:	Procedimentos de GQ/CQ para medição da energia são explicados na seção B.7.2 (os equipamentos usados têm, por exigência legal, nível muito baixo de imprecisão).
Comentários:	-

Dados/parâmetro:	Cap_{PJ}
Unidade dos dados:	MW
Descrição:	Capacidade instalada da usina hidrelétrica após a implantação da atividade do projeto.
Fonte dos dados a serem usados:	Local do projeto.
Valor dos dados aplicados a fim de calcular a redução esperada das emissões na seção B.5	20,45
Descrição dos métodos de medição e procedimentos a serem aplicados:	Anuais.
Procedimentos de GQ/CQ a serem aplicados:	Determinar a capacidade instalada com base em padrões reconhecidos.
Comentários:	-

Dados/parâmetro:	A_{PJ}
Unidade dos dados:	km^2
Descrição:	Área do reservatório único, ou dos vários, medida na superfície da água, após a implantação da atividade do projeto, quando o reservatório está cheio.
Fonte dos dados a serem usados:	Local do projeto.
Valor dos dados aplicados a fim de calcular a redução esperada das emissões na seção B.5	0,855
Descrição dos métodos de medição e procedimentos a serem aplicados:	Anuais.
Procedimentos de GQ/CQ a serem aplicados:	Medidos em pesquisa topográficas, mapas, imagens de satélite, etc.

Comentários:	-

Dados/parâmetro:	$FE_{rede.MC,a}$
Unidade dos dados:	tCO_2/MWh
Descrição:	Fator de emissão de CO_2 da margem combinada para a geração de eletricidade conectada à rede por ano *a* calculada, usando a versão mais recente da "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema de eletricidade".
Fonte dos dados a serem usados:	Calculada após as etapas apresentadas na "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema de eletricidade" aplicando-se os números publicados pelo *website* da DNA brasileira: (http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/4016.html)
Valor dos dados aplicados a fim de calcular a redução esperada das emissões na seção B.5	0,1635
Descrição dos métodos de medição e procedimentos a serem aplicados:	Calculado com base no mais recente valor disponível dos fatores de emissão da margem operacional e de construção. Como foi escolhida a opção C) para o cálculo da margem operacional pela DNA, esse valor será atualizado anualmente após a prescrição da ferramenta.
Procedimentos de GQ/CQ a serem aplicados:	
Comentários:	

Dados/parâmetro:	$FE_{rede.MO,a}$
Unidade dos dados:	tCO_2/MWh
Descrição:	Fator de emissão de CO_2 da margem combinada para a geração de eletricidade conectada à rede por ano, a, calculada usando a versão mais recente da "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema de eletricidade".
Fonte dos dados a serem usados:	Calculada seguindo as etapas apresentadas na "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema de eletricidade" aplicando-se os números publicados pelo *website* da DNA brasileira: (http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/4016.html)
Valor dos dados aplicados a fim de calcular a redução esperada das emissões na seção B.5	0,2476

Descrição dos métodos de medição e procedimentos a serem aplicados:	A opção C) foi escolhida para calcular a margem operacional. Essa opção não permite o período *ex ante* para o cálculo do fator de emissão. Portanto, o fator de emissão será calculado ***ex post***, aplicando-se os números fornecidos pela DNA brasileira. Para fins de estimativa, o valor mais recente disponível da margem operacional foi usado.
Procedimentos de GQ/CQ a serem aplicados:	
Comentários:	

Dados/parâmetro:	$\boldsymbol{FE}_{rede.MC.a}$
Unidade dos dados:	tCO_2/MWh
Descrição:	Fator de emissão de CO_2 da margem combinada para a geração de eletricidade conectada à rede por ano, a, calculada usando a versão mais recente da "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema de eletricidade".
Fonte dos dados a serem usados:	Calculada seguindo as etapas apresentadas na "Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema de eletricidade" aplicando-se os números publicados pelo *website* da DNA brasileira: (http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/4016.html)
Valor dos dados aplicados a fim de calcular a redução esperada das emissões na seção B.5	0,0794
Descrição dos métodos de medição e procedimentos a serem aplicados:	Os números fornecidos pela DNA Brasileira serão aplicados. Para fins de estimativa, o valor mais recente disponível da margem operacional foi usado.
Procedimentos de GQ/CQ a serem aplicados:	
Comentários:	

B.7.2. Descrição do plano de monitoramento:

Nos procedimentos estabelecidos pela "Metodologia consolidada de monitoramento aprovada ACM0002" – ""Metodologia consolidada de linha de base para a geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis"", o monitoramento do projeto consiste no uso de um medidor projetado para registrada e verificar a energia enviada à rede pela unidade. Essa medição da energia é fundamental para verificar e monitorar a redução das emissões de GHG. O Plano de Monitoramento permite o cálculo das emissões de GHG geradas pela atividade do projeto de maneira direta, aplicando-se o fator de emissão de referência.

O projeto prosseguirá com as medidas necessárias para o controle e monitoramento da energia. Com as informações produzidas pela CCEE, pela rede energética local, e pelos patrocinadores do projeto, será possível monitorar a geração de eletricidade do projeto e a mistura da energia da rede. Informações sobre a geração de eletricidade podem ser conferidas com os patrocinadores do projeto e a energia fornecida à rede é controlada pela CCEE. A CCEE viabiliza e regula a comercialização de energia elétrica.

Haverá medidores de energia[29] (principal e reserva) especificas pela ONS que serão instalados na sala e controle da subestação da Hidrelétrica de Pipoca. Antes do início das operações, a ONS exige que esses medidores sejam calibrados por uma entidade com credencial da Rede Brasileira de Calibração (RBC). Ainda, segundo a recomendação da CCEE, esses medidores devem ser calibrados a cada dois anos após o início da operação. A Hidrelétrica Pipoca S.A. será responsável por essas calibrações.

O medidor mede continuamente a eletricidade enviada à rede, a CCEE tem acesso remoto às informações energéticas. A energia gerada pelas usinas será conferida pela CCEE, que gerará um relatório oficial com as informações conferidas. Os dados compilados serão usados para certificar a geração de energia relatada produzida pelo Participante do Projeto (PP). Junto com a quantidade de geração de energia líquida fornecida pela usina, o PP monitorará anualmente: o fator de emissão de CO_2 da margem de construção e da operacional para a potência conectada à rede, a área do reservatório medida na superfície da água e a capacidade instalada da usina hidrelétrica após a implantação da atividade do projeto.

As recalibrações do medidor são programadas para ocorrerem a cada dois anos, os procedimentos de recalibração serão executados por uma empresa de metrologia especializada que será contratada para essa finalidade específica. Pipoca será responsável pela manutenção do monitoramento dos equipamentos, por lidar com possíveis ajustes de dados de monitoramento e imprecisões, revisar resultados/dados relatados e auditorias internas da conformidade do projeto GHG com requisitos operacionais e por ações corretivas. Também é responsável pela gestão do projeto, assim como por organizar e treinar a equipe nas técnicas de monitoramento, medição e relato apropriadas. Os programas de treinamento pessoal serão implementados pela Enex O&M, a empresa responsável pelas operações e manutenção de Pipoca. A Enex O&M capacitará os operadores nos procedimentos operacionais, de segurança e emergência. O curso de treinamento inclui: Normas ISO e procedimentos de elaboração de relatórios técnicos.

No momento da verificação do PCH Pipoca, todos os documentos necessários serão fornecidos. Como mencionado na seção B.7.1, todos os dados coletados como parte do monitoramento serão arquivados eletronicamente e mantidos por pelo menos 2 anos após o final do último período de crédito.

B.8. A data da conclusão da aplicação da metodologia de referência do estudo e de monitoramento e o nome da(s) pessoa(s)/entidade(s) responsável:

Dados da conclusão da aplicação da metodologia de referência do estudo e de monitoramento: 25/04/2012.

Nome da(s) pessoa(s)/entidade(s) responsável(is):

[30] Os medidores são de propriedade da Hidrelétrica Pipoca S.A.e estão diretamente ligados à CCEE, que pode acessar todos os dados medidos remotamente a qualquer momento. Os medidores são vendidos e estão sujeitos procedimentos de pesquisa e recalibração periódica.

Empresa:	Ecopart Assessoria em Negócios Empresariais Ltda.
Endereço:	Rua Padre João Manoel, 222
CEP + cidade:	01411-000 São Paulo, SP
País:	Brasil
Pessoa para contato:	Adriana Jacintho Berti
Número do telefone:	+55 (11) 3063-9068
Número do fax:	+55 (11) 3063-9069
E-mail:	adriana.berti@eqao.com.br;

Ecopart Assessoria em Negócios Empresariais Ltda. é Consultora do Projeto e Participante do Projeto.

SEÇÃO C. Duração da atividade do projeto/período de crédito

C.1. Duração da atividade do projeto:

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

20/05/2008.

Seguindo o "Glossário de Termos MDL", a data de início do projeto é 20 de maio de 2008. Essa data corresponde à data em que o projeto de Pipoca foi comprado pela CEMIG Geração e Transmissão S/A. Informações detalhadas são apresentadas na seção B.5.

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

35a-0m[30]

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

C.2.1. Período de crédito renovável:

C.2.1.1. Data de início do primeiro período de crédito:

01/07/2012 ou na data de registro da atividade do projeto do MDL, o que ocorrer mais tarde.

C.2.1.2. Extensão do primeiro período de crédito:

[30] Prevê-se nas Diretrizes para Projetos de PCH da *Eletrobrás*, Capítulo 6 – Estudos básicos; Vida útil da usina (a serem considerados na análise financeira.)

7a-0m.

C.2.2. Período de crédito fixo:

C.2.2.1. Data de início:

Não aplicável.

C.2.2.2. Extensão:

Não aplicável.

SEÇÃO D. Impactos ambientais

D.1. Documentação sobre a análise dos impactos ambientais, incluindo impactos além dos limites:

No Brasil, o patrocinador de qualquer projeto que envolva construção, instalação, expansão ou operação de qualquer atividade poluidora ou potencialmente poluidora, ou qualquer outra capaz de causar degradação ambiental, é obrigado a conseguir uma série de autorizações da agência ambiental relevante (federal e/ou local, dependendo do projeto).

Embora pequenos projetos hidrelétricos tenham impactos ambientais reduzidos, dado o tamanho pequeno de suas barragens e reservatórios, os patrocinadores dos projetos têm que obter todas as licenças exigidas pelos regulamentos ambientais brasileiros (Resolução do Conselho Nacional do Meio Ambiente – CONAMA, nº 237/97).

- A licença prévia (ou LP),
- A licença de instalação (ou LI), e
- A licença de operação (ou LO).

O processo de autorização ambiental tem natureza administrativa e foi implantado pela Política Ambiental Nacional estabelecida pela Lei nº 6938, de 31 de outubro de 1981. Além disso, outras normas e leis foram emitidas pelo CONAMA e pelas agências estaduais locais.

Para se obter todas as licenças ambientais, todo projeto de pequena hidrelétrica mitigará os seguintes impactos:

- Inundação de terras indígenas e comunidades quilombolas – a autorização para tanto depende de decisão do Congresso Nacional;
- Inundação de áreas de preservação ambiental, legalmente formadas como Parques Nacionais e Unidades de Conservação;
- Inundação de áreas urbanas ou comunidades rurais;
- Reservatórios onde haverá expansão urbana no futuro;
- Eliminação de patrimônio natural;

- Perdas expressivas para outros usos hídricos;
- Inundação de áreas históricas protegidas e
- Inundação de cemitérios e outros locais sagrados.

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

- Motivos para a implantação do projeto;
- Descrição do projeto, incluindo informações sobre o reservatório;
- Diagnóstico Ambiental Preliminar, mencionando os principais aspectos bióticos e antrópicos;
- Estimativa preliminar dos impactos do projeto e
- Possíveis medidas de mitigação e programas ambientais.

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

Para se obter a Licença de Instalação (LI), é necessário apresentar (a) informações adicionais sobre avaliação anterior, (b) uma nova avaliação simplificada, ou (c) o Projeto Básico Ambiental – PBA, de acordo com a decisão da agência ambiental informada na LP.

A Licença de Operação (LO) é resultado de testes operacionais durante a fase de construção para verificar se todas as exigências feitas pela agência ambiental local foram concluídas.

A usina possui a Licença de Instalação nº 302/2000/002/2004, emitida pela Agência Ambiental de Minas Gerais em 20 de janeiro de 2005, o período da licença foi renovado e estendido, sendo válido até 20/01/2011[31], o projeto também possui a Licença de Operação nº 00302/2000/003/2009emitida em 28/07/2010 pelo COPAM. Considerando isso, o projeto não implica nenhum impacto ambiental além de seus limites; a licença não seria de outra forma emitida se existissem impactos negativos para além dos limites da implantação do projeto.

Outra diretriz foi usada para avaliar a contribuição do projeto para alcançar a sustentabilidade do país que a receberá, chamada Anexo III e exigida pela DNA brasileira para obter a Carta de Aprovação. O Anexo III inclui uma análise da contribuição do projeto relacionada à sustentabilidade ambiental local, quantidade e a qualidade do desenvolvimento de empregos, uma distribuição justa da renda, o desenvolvimento tecnológico e construção de capacidade, a integração regional e as relações entre outros setores.

D.2. Se os impactos ambientais forem considerados significativos pelos participantes do projeto ou pela Parte que o receberá, apresente as conclusões e todas as referências dos documentos que sustentam a avaliação de impacto ambiental realizada de acordo com os procedimentos, conforme exigido pela Parte que o receberá.

[31] Todos os documentos relacionados foram fornecidos para a avaliação DOE.

A preocupação global crescente no uso sustentável de recursos está orientando a exigência de práticas de gestão ambiental mais sensíveis. Cada vez mais, isso se reflete nas políticas e legislação dos países. No Brasil, a situação não é diferente, as regras ambientais e a política do processo de licenciamento são muito exigentes, em linha com as melhores práticas internacionais.

Todos os planos e programas ambientais a serem implantados, dada à construção do projeto, foram aprovados pela Superintendência Regional de Meio Ambiente e Desenvolvimento Sustentável – SUPRAM, pela Fundação Estadual do Meio Ambiente – FEAM e pelo Conselho Estadual de Política Ambiental – COPAM.

SEÇÃO E. Comentários dos acionistas

E.1. Breve descrição sobre como os comentários dos acionistas no local foram convidados e compilados:

A Autoridade Nacional Designada no Brasil, Comissão Interministerial de Mudanças Globais do Clima, requer comentários dos envolvidos no local e o relatório de validação emitido por uma DOE autorizada, de acordo com a Resolução nº 7, emitida em 05 de março de 2008 para fornecer a carta de aprovação.

A Resolução determina que cópias dos convites para comentários enviados pelos proponentes do projeto sejam enviadas pelo menos aos seguintes agentes envolvidos e afetados pelas atividades do projeto:

- Governo e assembleia estadual do projeto;
- Governos estadual e federal;
- Fórum Brasileiro de ONGs e Movimentos Sociais para o Meio Ambiente e Desenvolvimento;
- Entidades nacionais com objetivos relacionados à atividade do projeto;
- Associações comunitárias;
- Procurador Federal para o interesse público.

Cartas-convite foram enviadas aos seguintes agentes (cópias das cartas e confirmação dos correios da confirmação do recebimento estão disponíveis mediante solicitação):

- Prefeitura de Caratinga e Ipanema;
- Câmaras Municipais de Caratinga e Ipanema;
- Agências Ambientais de Caratinga e Ipanema;
- Agência Ambiental de Minas Gerais;
- Associação Comunitária de Caratinga e Ipanema;
- Procurador Federal e Estadual do interesse público do estado de Minas Gerais;
- Fórum Brasileiro de ONGs e Movimentos Sociais para o Desenvolvimento e Meio Ambiente.

E.2. Resumo dos comentários recebidos:

Não foram recebidos comentários.

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

Não foram recebidos comentários.

Anexo 1

INFORMAÇÕES DE CONTATO DOS PARTICIPANTES DA ATIVIDADE DO PROJETO

Organização:	Hidrelétrica Pipoca S.A.
Rua/Caixa Postal:	Avenida São Gabriel, 477 – 2º andar
Prédio:	
Cidade:	São Paulo
Estado/Região:	São Paulo
CEP:	01435-001
País:	Brasil
Telefone:	+55 (11) 3254-9810
FAX:	
E-mail:	
URL:	
Representada por:	Sr. Gustavo Bastos Mattos
Cargo:	Diretor de Implementação
Tratamento:	Sr.
Sobrenome:	Mattos
Sobrenome do meio:	
Nome:	Gustavo Bastos
Departamento:	
Celular:	
FAX direto:	
Tel. Direto:	+55 (11) 3254-9810
E-mail pessoal:	gustavo.mattos@omegaenergia.com.br

Organização:	Ecopart Assessoria em Negócios Empresariais Ltda.
Rua/Caixa Postal:	Rua Padre João Manoel, nº 222
Prédio:	
Cidade:	São Paulo
Estado/Região:	São Paulo
CEP:	01411-000
País:	Brasil
Telefone:	+55 (11) 3063-9068
FAX:	+55 (11) 3063-9069
E-mail:	
URL:	www.eqao.com.br
Representada por:	Sra. Melissa Sawaya Hirschheimer
Cargo:	
Tratamento:	Sra.
Sobrenome:	Hirschheimer
Sobrenome do meio:	Sawaya
Nome:	Melissa
Departamento:	
Celular:	
FAX direto:	+55 (11) 3063-9069
Tel. Direto:	+55 (11) 3063-9068
E-mail pessoal:	focalpoint@eqao.com.br

Anexo 2

INFORMAÇÕES SOBRE FINANCIAMENTO PÚBLICO

Nenhum financiamento público está envolvido no projeto atual.

Esse projeto não é um ODA diferente do país do Anexo 1.

- - - - -

Anexo 3

INFORMAÇÕES DE REFERÊNCIA

O sistema de eletricidade brasileiro, para os fins de atividades MDL, foi delineado como um sistema único interconectado, compreendendo as cinco regiões geográficas do país (Norte, Nordeste, Sul, Sudeste e Centro-Oeste). Isso foi determinado pela DNA brasileira pela resolução nº 8 de 26 de maio de 2008.

Mais informações sobre como o Sistema Interconectado está delineado e os valores do fator de emissão estão disponíveis no *website* da DNA brasileira <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/317399.html#ancora>,

MARGEM DE CONSTRUÇÃO	
Fator de Emissão Médio (tCO_2/MWh) - **ANUAL**	
2009	
	0,0794

MARGEM DE OPERAÇÃO												
Fator de Emissão Médio (tCO_2/MWh) - **MENSAL**												
2009	MÊS											
	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maio	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
	0,2813	0,2531	0,2639	0,2451	0,4051	0,3664	0,2407	0,1988	0,1622	0,1792	0,1810	0,1940

- - - - -

Anexo 4

INFORMAÇÕES DE MONITORAMENTO

O plano de monitoramento da Atividade de Projeto da Pequena Central Hidrelétrica de Pipoca prosseguirá de acordo com a "Metodologia consolidada de monitoramento aprovada ACM0002" – "Metodologia consolidada de linha de base para a geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis". Detalhes das informações estão descritos na Seção B.7.2.

- - - - -

Anexo 5

REFERÊNCIAS

ANEEL (2009). Banco de Informações de Geração - BIG. Capacidade de Geração. Agência Nacional de Energia Elétrica. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/. Acessado em 5 de agosto de 2009.

_____(2009). Fiscalização dos serviços de geração. Acompanhamento da expansão da oferta de geração de energia elétrica. Resumo geral do acompanhamento das usinas de geração elétrica - Versão julho de 2009. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=37&idPerfil=2>. Acessado em 5 de agosto de 2009.

ELETROBRÁS (2009). Centrais Elétricas Brasileiras S/A. Programas e fundos setoriais. Proinfa. Relação de empreendimentos contratados e extratos de contratos e termos aditivos celebrados. Disponível em: <http://www.eletrobras.com/elb/data/Pages/LUMISABB61D26PTBRIE.htm>. Acessado em 5 de agosto de 2009.

ESPARTA, A. R. J. (2008). Redução de emissões de gases de efeito estufa no setor elétrico brasileiro: a experiência do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo do Protocolo de Quioto e uma visão futura. PhD Thesis, Universidade de São Paulo.

GOOGLE EARTH (2009). Brazil's map. Disponível em: < http://earth.google.com/>. Acessado em 26 de fevereiro de 2009.

IBGE (2009). Banco de dados Cidades/Estados. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. Disponível em: <http://www.ibge.gov.br/>. Acessado em 5 de agosto de 2009.

LANDI, M. (2006). Energia Elétrica e Políticas Públicas: A experiência do Setor Elétrico Brasileiro no período de 1934 a 2005 PhD Thesis, Universidade de São Paulo. Disponível em: < http://www.iee.usp.br/biblioteca/producao/2006/Teses/Tese2006-landi.pdf>; Acessado em 24 de maio de 2010.

NTUA (2009). Department of mechanical engineering. Fluids section. National Technical University of Athens. Disponível em: <http://www.fluid.mech.ntua.gr/lht/PB0303011.JPG>. Acessado em 30 de abril de 2009.

UNEP-LAC (2002). Final Report of the 7th Meeting of the Inter-Sessional Committee of the Forum of Ministers of Environment of Latin America and the Caribbean. United Nations Environment Programme, Regional Office for Latin America and the Caribbean. 15 to 17 May, 2002, São Paulo (Brazil).

UNFCCC (2009). United Nations Framework Convention on Climate Change. Project Activities. Validation. Accessed on February 26th, 2009. Disponível em: <http://cdm.unfccc.int/Projects/Validation/index.html>. Acessado em 5 de agosto de 2009.

WCD – WORLD COMMISSION ON DAMS (2000). Dams and Development: a new framework for decision-making. UK and USA: Earthscan Publications Ltd.

WCED (1987). Our Common Future. The World Commission on Environment and Development. Oxford University Press.

- - - - -