



**MECANISMO DE DESENVOLVIMENTO LIMPO
FORMULÁRIO DO DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DO PROJETO (CDM-PDD)
Versão 3 - em vigor desde: 28 de julho de 2006**

SUMÁRIO

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

Anexos

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

Anexo 2: Informações sobre financiamento público

Anexo 3: Informações sobre a linha de base

Anexo 4: Plano de monitoramento



SEÇÃO A. Descrição geral da atividade do projeto

A.1. Título da atividade do projeto:

Empreendimentos em Pequenas Centrais Hidrelétricas: São Pedro, Carangola, Calheiros, São Simão, Funil, São Joaquim, Fumaça IV, Jataí, Irara, Retiro Velho, Bonfante, Monte Serrat, Santa Fé, denominado agrupamento (“*bundling*”).

A.2. Descrição da atividade do projeto:

De acordo com a Resolução da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL¹ N° 652 de 9 de dezembro de 2003, para ser considerada uma Pequena Central Hidrelétrica - PCH a capacidade instalada da usina deve situar-se entre 1 e 30 MW e com área de reservatório inferior a 3 km².

As PCHs que constituem este agrupamento estão localizadas nos estados do Espírito Santo, Minas Gerais, Rio de Janeiro, Goiás e Mato Grosso do Sul.

As Sociedades de Propósito Específico – SPEs que detêm o controle de cada uma das usinas que compõem este Agrupamento, são apresentadas na Tabela 1:

Tabela 1 – Controle dos Empreendimentos

Empreendimento (PCH)	SPE
São Pedro	São Pedro Energia S.A.
Carangola	Carangola Energia S.A.
Calheiros	Calheiros Energia S.A.
São Simão	São Simão Energia S.A.
Funil	Funil Energia S.A.
São Joaquim	São Joaquim Energia S.A.
Fumaça IV	Caparaó Energia S.A.
Jataí	Jataí Energética S.A.
Irara	Irara Energética S.A.
Bonfante	Bonfante Energética S.A.
Monte Serrat	Monte Serrat Energética S.A.
Santa Fé	Santa FÉ Energética S.A.

Todas as usinas possuem contratos de compra e venda de energia (CCVE) firmados com a Eletrobras no âmbito do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia - PROINFA.

¹ ANEEL - Autarquia sob regime especial, criada pela Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, vinculada ao MME, que tem a finalidade de regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica.



- Contribuições do Projeto ao Desenvolvimento Sustentável

Dentre as fontes energéticas utilizáveis, as fontes renováveis são as que contribuem diretamente para o desenvolvimento sustentável, na medida em que fornecem energia limpa (isto é, que não polui o meio que a cerca), inesgotável (desde que utilizadas dentro dos limites de suas taxas naturais de renovação) e com baixas emissões de gases de efeito estufa.

Além das características de baixa emissão os projetos de PCH também contribuem para a melhoria do desempenho do sistema elétrico como descrito abaixo:

- Maior confiabilidade, com interrupções mais curtas e menos extensas;
- Menores exigências com relação à margem de reserva;
- Melhor eficiência do sistema de geração;
- Perdas menores nas linhas;
- Controle de energia reativa;
- Mitigação do congestionamento na transmissão e distribuição; e
- Aumento da capacidade instalada do sistema com investimento reduzido em transmissão e distribuição.

O comprometimento ambiental está diretamente associado aos projetos, valendo ressaltar que os respectivos relatórios de impacto ambiental - RIMA contemplam todos os possíveis impactos que podem ser causados por estes empreendimentos e medidas de mitigação.

Uma vez que tais fontes não necessitam utilizar combustíveis fósseis como insumos, todas contribuem para a geração de créditos de carbono, de acordo com os respectivos índices associados, ou seja, o balanço entre as emissões produzidas pela geração de energia das tecnologias que compõem a linha de base, as emissões da matriz renovável utilizada e consequentemente a quantidade de CO₂ que é deixada de ser produzida.

A principal vantagem das PCHs sobre as usinas hidrelétricas convencionais reside na flexibilidade das condições operativas. As PCHs são conectadas nas redes permitindo que o seu montante de energia gerada possa ser comercializado, conforme as regras de mercado e contabilização da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE.

A instalação desses projetos proporciona desenvolvimento local, aumento da oferta de postos de trabalho diretos e indiretos e melhoria da infra-estrutura econômica.



A.3. Participantes do projeto:

Nome da parte envolvida (*) (anfitrião indica uma parte anfitriã)	Entidade(s) privada(s) e/ou pública(s) Participantes do projeto (*) (se for o caso)	Indique se a parte envolvida deseja ser considerada como participante do projeto (Sim/Não)
Brasil	São Pedro Energia S.A.	Não
	PROINFA	Sim
	Carangola Energia S.A.	Não
	PROINFA	Sim
	Calheiros Energia S.A..	Não
	PROINFA	Sim
	São Simão Energia S.A.)	Não
	PROINFA	Sim
	Funil Energia S.A	Não
	PROINFA	Sim
	São Joaquim Energia S.A.	Não
	PROINFA	Sim
	Caparaó Energia S.A.	Não
	PROINFA.	Sim
	Jataí Energética S.A.	Não
	PROINFA	Sim
	Irara Energética S.A.	Não
	PROINFA	Sim
	Bonfante Energética S.A.	Não
	PROINFA	Sim
Monte Serrat Energética S.A.	Não	
PROINFA	Sim	
Santa Fé Energética	Não	
PROINFA	Sim	

(*) De acordo com as modalidades e procedimentos de MDL, no momento em que o DCP de MDL fica disponível para o público, no estágio de validação, uma parte envolvida pode ou não ter fornecido sua aprovação. No momento da solicitação do registro, é exigida a aprovação da(s) parte(s) envolvida(s).

A.4. Descrição técnica da atividade do projeto:

A.4.1. Local da atividade do projeto:

O projeto consiste no agrupamento de 12 pequenas centrais hidrelétricas (PCH) com capacidade instalada total de 273,53 MW: PCH São Pedro 30,00 MW, PCH Carangola 15,00 MW, PCH Calheiros 19,53 MW, PCH São Simão 27,00 MW, PCH Funil 22,50 MW, PCH São Joaquim 21,00 MW, PCH Fumaça IV 4,50 MW, PCH Jataí 30,00 MW, PCH Iara 30,00 MW, PCH Bonfante 19,00 MW, PCH Monte Serrat 25,00 MW, PCH Santa Fé 30,00 MW.



O Ministério de Minas e Energia – MME estabelece um nível de produção de energia, conhecido como Energia Assegurada, calculada de acordo com modelo estatístico baseado nas médias de precipitação nas regiões relevantes, fluxo de água nos rios e nível de água nos reservatórios em regime multianual. Cada usina hidrelétrica pode estabelecer contratos para venda de até 100% da sua Energia Assegurada.

A PCH São Pedro é composta por duas unidades geradoras destinadas exclusivamente ao Programa de Incentivo às Fontes Alternativas – PROINFA, com as seguintes características unitárias:

Tabela 2 - Descrição dos Equipamentos da PCH São Pedro

	Especificação	Dados
Geradores 1 e 2	Potência Nominal (MVA)	16,70
	Tensão (kV)	6,9
	Fator de potência	0,9
	Freqüência (Hz)	60
	Rotação (rpm)	600
	Fabricante	Alston
	Ano de Fabricação	2008
Turbinas 1 e 2	Potência (MW)	15,46
	Tipo	Francis - Eixo Horizontal
	Rotação (rpm)	600
	Fabricante	Alston
	Ano de Fabricação	2008

A PCH São Pedro tem capacidade instalada de 30,0 MW, de acordo com o projeto básico aprovado pela ANEEL, e está conectada à rede através de uma Linha de Transmissão - LT de uso restrito, em circuito simples, 138 kV, de cerca de 20 km até a subestação de conexão com a LT Guaraparí-Íbes de propriedade da Espírito Santo Centrais Elétricas S.A.- Escelsa

A PCH Carangola é composta por duas unidades geradoras destinadas exclusivamente ao PROINFA, com as seguintes características unitárias:

Tabela 3– Descrição dos Equipamentos da PCH Carangola

Equipamento	Especificação	Dados
Geradores 1 e 2	Potência Nominal (MVA)	8,5
	Tensão (kV)	13,8
	Fator de potência	0,9
	Freqüência (Hz)	60
	Rotação (rpm)	900
	Fabricante	WEG
	Ano de Fabricação	2007
Turbinas 1 e 2	Potência (MW)	7,73
	Tipo	Francis - Eixo Horizontal
	Rotação (rpm)	900
	Fabricante	Voith Siemens
	Ano de Fabricação	2008

A PCH Carangola tem capacidade instalada de 15,00 MW, de acordo com o projeto básico aprovado pela ANEEL, e transmite sua energia gerada através de uma LT de uso restrito em circuito simples, 138 kV, de cerca de 3,4 km, até a subestação Carangola, propriedade da



Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG, onde se encontra a medição da PCH Carangola.

A PCH Calheiros é composta por duas unidades geradoras destinadas exclusivamente ao PROINFA, com as seguintes características:

Tabela 4 – Descrição dos Equipamentos da PCH Calheiros

Equipamento	Especificação	Dados
Geradores 1 e 2	Potência Nominal (MVA)	10,70
	Tensão (kV)	13,8
	Fator de potência	0,9
	Frequência (Hz)	60
	Rotação (rpm)	327,30
	Fabricante	Voith Siemens
Turbinas 1 e 2	Potência (MW)	9,794
	Tipo	Francis - Eixo Horizontal
	Rotação (rpm)	327,3
	Fabricante	Voith Siemens
	Ano de Fabricação	

A PCH Calheiros tem capacidade instalada de 19,00 MW, de acordo com o projeto básico aprovado pela ANEEL, e transmite a energia gerada através de uma LT de uso restrito em circuito simples, na tensão de 69 kV, de cerca de 25 km, até a subestação Itaperuna, propriedade da Ampla Energia e Serviços S.A., onde se encontra a medição da PCH Calheiros.

A PCH São Simão é composta por duas unidades geradoras destinadas exclusivamente ao PROINFA, com as seguintes características:

Tabela 5 – Descrição dos Equipamentos da PCH São Simão

Equipamento	Especificação	Dados
Geradores 1 e 2	Potência Nominal (MVA)	15,00
	Tensão (kV)	6,9
	Fator de potência	0,9
	Frequência (Hz)	60
	Rotação (rpm)	450
	Fabricante	Alston
	Ano de Fabricação	2007
Turbinas 1 e 2	Potência Nominal (MW)	13,92
	Tipo	Francis - Eixo Horizontal
	Rotação (rpm)	450
	Fabricante	Alston
	Ano de Fabricação	2006

A PCH São Simão tem capacidade instalada de 27,00 MW, de acordo com o projeto básico aprovado pela ANEEL, e está conectada à rede através de uma LT em circuito simples, 138 kV, com cerca de 32 km de extensão, até a subestação castelo pertencente à Espírito Santo Centrais Elétricas S.A.- Escelsa, onde se encontra a medição da PCH São Simão.

A PCH Funil é composta por duas unidades geradoras destinadas exclusivamente ao PROINFA, com as seguintes características:



Tabela 6 – Descrição dos Equipamentos da PCH Funil

Equipamento	Especificação	Dados
Geradores 1 e 2	Potência Nominal (MVA)	12,60
	Tensão (kV)	13,8
	Fator de potência	0,9
	Frequência (Hz)	60
	Rotação (rpm)	450
	Fabricante	WEG
	Ano de Fabricação	
Turbinas 1 e 2	Potência (MW)	11,60
	Tipo	Francis - Eixo Horizontal
	Rotação (rpm)	450
	Fabricante	Voith Siemens
	Ano de Fabricação	

A PCH Funil tem capacidade instalada de 22,50 MW, de acordo com o projeto básico aprovado pela ANEEL, e está conectada à rede através de uma LT em circuito simples, 69 kV, com cerca de 15 km de extensão, até a subestação Guanhães propriedade da Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG, onde se encontra a medição da PCH Funil.

A PCH São Joaquim é composta por duas unidades geradoras destinadas exclusivamente ao PROINFA, com as seguintes características:

Tabela 7 – Descrição dos Equipamentos da PCH São Joaquim

Equipamento	Especificação	Dados
Geradores 1 e 2	Potência Nominal (MVA)	12,00
	Tensão (kV)	13,8
	Fator de potência	0,9
	Frequência (Hz)	60
	Rotação (rpm)	900
	Fabricante	WEG
	Ano de Fabricação	2007
Turbinas 1 e 2	Potência (MW)	11,05
	Tipo	Francis - Eixo Horizontal
	Rotação (rpm)	900
	Fabricante	Voith Siemens
	Ano de Fabricação	2007

A PCH São Joaquim tem capacidade instalada de 21,00 MW, de acordo com o projeto básico aprovado pela ANEEL, e está conectada à rede através de uma LT em circuito simples, 138 kV, com cerca de 16,2 km de extensão, até a subestação Itaperoroma, propriedade da Espírito Santo Centrais Elétricas S.A.- Escelsa, onde se encontra a medição da PCH São Joaquim.

A PCH Fumaça IV é composta por duas unidades geradoras destinadas exclusivamente ao PROINFA, com as seguintes características:



Tabela 8 – Descrição dos Equipamentos da PCH Fumaça IV

Equipamento	Especificação	Dados
Geradores 1 e 2	Potência Nominal (MVA)	2,5
	Tensão (kV)	6,9
	Fator de potência	0,9
	Frequência (Hz)	60
	Rotação (rpm)	900
	Fabricante	WEG
	Ano de Fabricação	
Turbinas 1 e 2	Potência (MW)	2,25
	Tipo	Francis - Eixo Horizontal
	Rotação (rpm)	900
	Fabricante	Gugler
	Ano de Fabricação	

A PCH Fumaça IV tem capacidade instalada de 4,5 MW, de acordo com o projeto básico aprovado pela ANEEL, e está conectada à rede através de uma LT em circuito simples, 13,8 kV, com cerca de 10,5 km de extensão, até a subestação Guaçuí, propriedade da Espírito Santo Centrais Elétricas S.A.- Escelsa, onde se encontra a medição da PCH Fumaça IV.

A PCH Jataí é composta por três unidades geradoras destinadas exclusivamente ao PROINFA, com as seguintes características:

Tabela 9 – Descrição dos Equipamentos da PCH Jataí

Equipamento	Especificação	Dados
Geradores 1, 2 e 3	Potência Nominal (MVA)	11,11
	Tensão (kV)	13,8
	Fator de potência	0,9
	Frequência (Hz)	60
	Rotação (rpm)	327
	Fabricante	WEG
	Ano de Fabricação	2007
Turbinas 1, 2 e 3	Potência (MW)	10,299
	Tipo	Francis - Eixo Horizontal
	Rotação (rpm)	327,27
	Fabricante	Brumazi – Vatech Hydro
Ano de Fabricação		

A PCH Jataí tem capacidade instalada de 30,00 MW, de acordo com o projeto básico aprovado pela ANEEL, e está conectada à rede através de uma LT em circuito simples, 69 kV, com cerca de 7,0 km de extensão, até a subestação Serra Azul, propriedade da Centrais Elétricas de Goiás S.A. - CELG, onde se encontra a medição da PCH Jataí.

A PCH Irara é composta por três unidades geradoras destinadas exclusivamente ao PROINFA, com as seguintes características:



Tabela 10 – Descrição dos Equipamentos da PCH Irara

Equipamento	Especificação	Dados
Geradores 1, 2 e 3	Potência Nominal (MVA)	11,11
	Tensão (kV)	13,8
	Fator de potência	0,9
	Frequência (Hz)	60
	Rotação (rpm)	360
	Fabricante	WEG
	Ano de Fabricação	
Turbinas 1, 2 e 3	Potência (MW)	10,467
	Tipo	Francis - Eixo Horizontal
	Rotação (rpm)	360
	Fabricante	Vatech Hydro
	Ano de Fabricação	

A PCH Irara tem capacidade instalada de 30,00 MW, de acordo com o projeto básico aprovado pela ANEEL, e está conectada à rede através de uma LT em circuito simples, 69 kV, com cerca de 39,2 km de extensão, até a subestação Cabriuva, propriedade da Centrais Elétricas de Goiás S.A. - CELG, onde se encontra a medição da PCH Irara.

A PCH Bonfante é composta por uma unidade geradora destinada exclusivamente ao PROINFA, com as seguintes características:

Tabela 11 – Descrição dos Equipamentos da PCH Bonfante

Equipamento	Especificação	Dados
Gerador	Potência Nominal (MVA)	19,20
	Tensão (kV)	6,9
	Fator de potência	0,95
	Frequência (Hz)	60
	Rotação (rpm)	514
	Fabricante	Alston
	Ano de Fabricação	2007
Turbina	Potência (MW)	18,28
	Tipo	Kaplan - Eixo Horizontal
	Rotação (rpm)	135
	Fabricante	Alston
	Ano de Fabricação	2007

A PCH Bonfante tem capacidade instalada de 19,00 MW, de acordo com o projeto básico aprovado pela ANEEL. A PCH Bonfante e a PCH Monte Serrat compartilham a mesma Subestação, de onde parte uma LT, em 138 KV, até a subestação integração, onde se encontra a medição conjunta das PCHs Monte Serrat e Bonfante. Existe uma medição adicional na SE Bonfante para obtenção da geração líquida da PCH Bonfante.

A PCH Monte Serrat é composta por duas unidades geradoras destinadas exclusivamente ao PROINFA, com as seguintes características:



Tabela 12– Descrição dos Equipamentos da PCH Monte Serrat

Equipamento	Especificação	Dados
Geradores 1 e 2	Potência Nominal (MVA)	13,60
	Tensão (kV)	6,9
	Fator de potência	0,95
	Frequência (Hz)	60
	Rotação (rpm)	500
	Fabricante	Alston
	Ano de Fabricação	2007
Turbinas 1 e 2	Potência (MW)	12,89
	Tipo	Kaplan - Eixo Horizontal
	Rotação (rpm)	163,64
	Fabricante	Alston
	Ano de Fabricação	2007

A PCH Monte Serrat tem capacidade instalada de 25,00 MW, de acordo com o projeto básico aprovado pela ANEEL. A PCH Monte Serrat e a PCH Bonfante compartilham a mesma Subestação, de onde parte uma LT , em 138 KV, até a subestação integração, onde se encontra a medição conjunta das PCHs Monte Serrat e Bonfante.Existe uma medição adicional na SE Bonfante para obtenção da geração líquida da PCH Monte Serrat.

A PCH Santa Fé é composta por duas unidades geradoras destinadas exclusivamente ao PROINFA, com as seguintes características:

Tabela 13 – Descrição dos Equipamentos da PCH Santa Fé

Equipamento	Especificação	Dados
Geradores 1 e 2	Potência Nominal (MVA)	16,165
	Tensão (kV)	13,8
	Fator de potência	0,90
	Frequência (Hz)	60
	Rotação (rpm)	327
	Fabricante	Alston
	Ano de Fabricação	2007
Turbinas 1 e 2	Potência (MW)	14,96
	Tipo	Kaplan - Eixo Horizontal
	Rotação (rpm)	327,27
	Fabricante	Alston
	Ano de Fabricação	2007

A PCH santa Fé tem capacidade instalada de 30,00 MW, de acordo com o projeto básico aprovado pela ANEEL. A PCH santa Fé está conecta a SE integração através de uma LT,em 138 kv, de cerca de 12 Km de extensão,onde se encontra a medição da PCH Santa Fé.A SE integração é conectada à rede da Light.

A Tabela 14 apresenta os montantes de energias anuais contratadas e asseguradas, conforme estabelecido nos Contratos de Compra e Venda de Energia entre cada PCH constituinte do projeto e a Eletrobras no âmbito do PROINFA.



Tabela 14 – Energia Contratada Anual

PCH	EC – Energia Contratada (MWh/ano)	Energia Assegurada (MWh/ano)
São Pedro	159.822,00	161.271,60
Carangola	83.456,00	83.833,00
Calheiros	94.037,00	95.659,20
São Simão	131.717,00	133.152,00
Funil	124.615,00	127.370,40
São Joaquim	115.624,00	116.332,80
Fumaça IV	22.272,00	22.864,00
Jataí	164.954,00	168.630,00
Irara	156.378,00	159.519,60
Retiro Velho	95.404,00	96.885,60
Bonfante	115.893,00	118.084,80
Monte Serrat	156.215,00	160.132,80
Santa Fé	225.303,00	228.636,00

A.4.1.1. Parte(s) anfitriã(s):

Brasil

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

PCH	Estado
São Pedro	Espírito Santo
Carangola	Minas gerais
Calheiros	Rio de janeiro
São Simão	Espírito Santo
Funil	Minas gerais
São Joaquim	Espírito santo
Fumaça IV	Espírito Santo
Jataí	Goiás
Irara	Goiás
Bonfante	Minas Gerais
Monte Serrat	Rio de janeiro
Santa Fé	Rio de janeiro



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

PCH	Município
São Pedro	Domingos Martins
Carangola	Carangola
Calheiros	Bom Jesus de Itabapoana
São Simão	Alegrete e Muniz freire
Funil	Dores de Guanhães
São Joaquim	Alfredo Chaves
Fumaça IV	Dores do Rio Preto
Jataí	Jataí
Irara	Aparecida do Rio Verde
Bonfante	Simão Pereira e Comendador Levy Gasparian
Monte Serrat	Comendador Levy Gasparian
Santa Fé	Santana do Deserto, Três Rios e Comendador Levy Gasparian

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

A PCH São Pedro se localiza no rio Jucu Braço Norte , com queda de 180,6 m e vazão de projeto de 16,56 m³/s, na bacia hidrográfica do Atlântico Leste, no município de Domingos Martins, no Estado do Espírito Santo , a cerca de 45 km de Vitória, capital do estado, nas seguintes coordenadas geográficas: (20°19'30" S) e (40°38'05" O) - Figura 1.

A PCH Carangola se localiza no rio Carangola, com queda de 153,26 m e vazão de projeto de 11,51 m³/s, na bacia hidrográfica Atlântico Leste, no município de Carangola, no Estado de Minas Gerais, a cerca de 360 km de Belo Horizonte, capital do estado, nas seguintes coordenadas geográficas: (20°42'03" S), (42°02'05" O) - Figura 2.

A PCH Calheiros se localiza no rio Itabapoana, com queda de 41,7 m e vazão de projeto de 34,00 m³/s, na bacia hidrográfica Atlântico Leste, no município de Bom Jesus de Itabapoana, no Estado do Rio de Janeiro, a cerca de 366 km do Rio de Janeiro, capital do estado, nas seguintes coordenadas geográficas: (20°59'5,45" S), (41°42'36,26" O) - Figura 3.

A PCH São Simão se localiza no rio Itapemirim Braço Norte esquerdo, com queda de 90,00 m e vazão de projeto de 24,06 m³/s, na bacia hidrográfica do Atlântico Leste, no município de Alegrete, localizada no Espírito Santo, a cerca de 173 km de Vitória, capital do estado, nas seguintes coordenadas (20°37'00" S), (41°29'00" O) - Figura 4.

A PCH Funil se localiza no rio Guanhães, com queda de 68,25 m e vazão de projeto de 28,04 m³/s, na bacia hidrográfica do Atlântico Leste, no município de Dolores de Guanhães, no Estado de Minas Gerais, a cerca de 214 km de Belo Horizonte, capital do estado, às coordenadas (19° 0,5' S) e (42° 51' O) Figura 5.



A PCH São Joaquim se localiza no rio Benevente, com queda de 210,00 m e vazão de projeto de 8,07 m³/s, na bacia hidrográfica do Atlântico Leste, no município de Alfredo Chaves, no Estado do Espírito Santo, a cerca de 83,5 km de Vitória, capital do estado, às coordenadas (20° 36' 11,84" S) e (40° 48' 19,80" O) - Figura 6.

A PCH Fumaça IV se localiza no rio Preto, com queda de 74,80 m e vazão de projeto de 5,00 m³/s, na bacia hidrográfica do Atlântico Leste, no município de Dores do Rio Preto, no Estado do Espírito Santo, a cerca de 243 km de Vitória, capital do estado, às coordenadas (20° 45' 0" S) e (41° 52' 30" O) - Figura 7.

A PCH Jataí se localiza no rio Claro, com queda de 44,00 m e vazão de projeto de 74,90 m³/s, na bacia hidrográfica do rio Paraná, no município de Jataí, no Estado de Goiás, a cerca de 327 km de Goiânia, capital do estado, às coordenadas (17°53'36" S) e (51°43'24" O) - Figura 8

A PCH Irara se localiza no rio Doce, com queda de 51,13 m e vazão de projeto de 44,40 m³/s, na bacia hidrográfica do rio Paraná, no município de Aparecida do Rio Verde, no Estado de Goiás, a cerca de 290 km de Goiânia, capital do estado, às coordenadas (18° 04' 03" S) e (51° 10' 03" O) – Figura 9.

A PCH Bonfante se localiza no rio Paraibuna, com queda de 11,8 m e vazão de projeto de 159,94 m³/s, na bacia hidrográfica do Atlântico Leste, nos municípios de Simão Pereira e Levy Gasparian, no Estado de Minas Gerais, a cerca de 304 km de Belo Horizonte, capital do estado, às coordenadas (22° 00' 32" S) e (43° 15' 55" O) – Figura 10.

A PCH Monte Serrat se localiza no rio Paraibuna, com queda de 15,00 m e vazão de projeto de 159,94 m³/s, na bacia hidrográfica do Atlântico Leste, no município de Comendador Levy Gasparian, no Estado do Rio de Janeiro, a cerca de 150 km do Rio de Janeiro, capital do estado, às coordenadas (22° 01' 11" S) e (43° 18' 08" O) - Figura 11.

A PCH Santa Fé se localiza no rio Paraibuna, com queda de 32,5 m e vazão de projeto de 170,6 m³/s, na bacia hidrográfica do rio Paraíba do Sul, nos municípios de Chiador, Santana do Deserto, três Rios e Comendador Levy Gasparian, no Estado do Rio de Janeiro, a cerca de 121 km do Rio de Janeiro, capital do estado, às coordenadas (22° 01' 23" S) e (43° 09' 46" O) - Figura 12.

Figura 1– Localização da PCH São Pedro

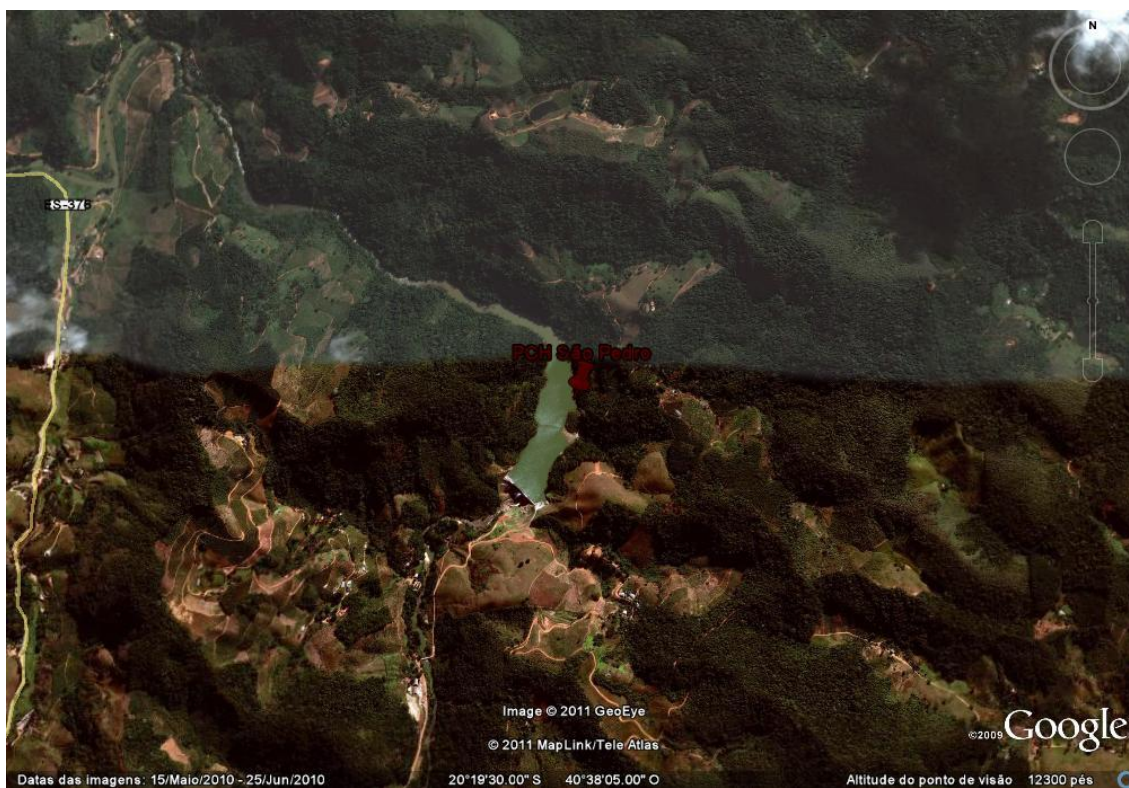


Figura 2 – Localização da PCH Carangola

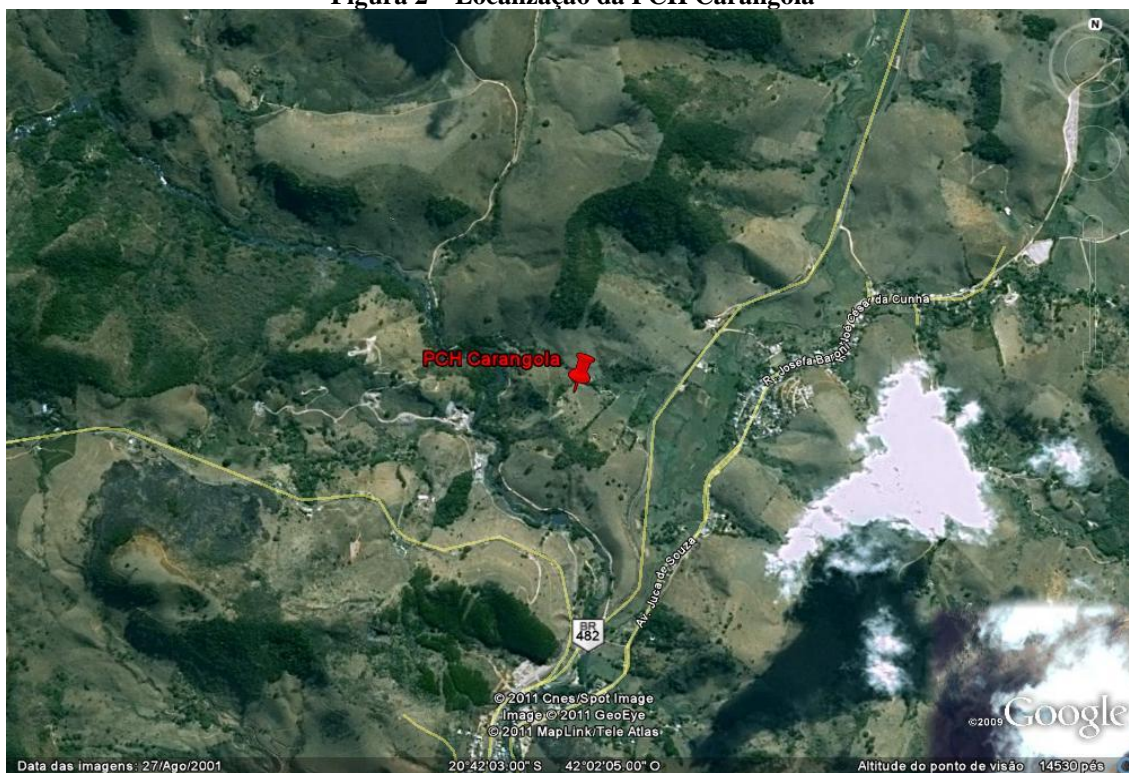


Figura 3 – Localização da PCH Calheiros

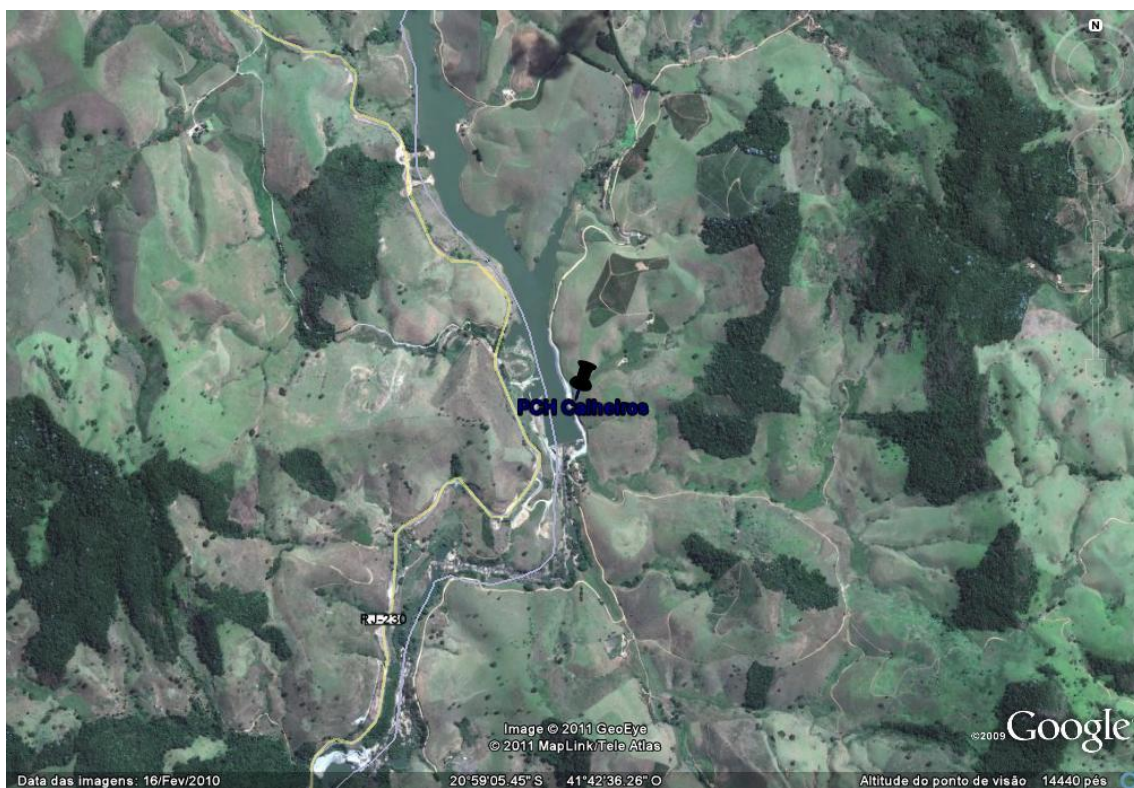


Figura 4 – Localização da PCH São Simão

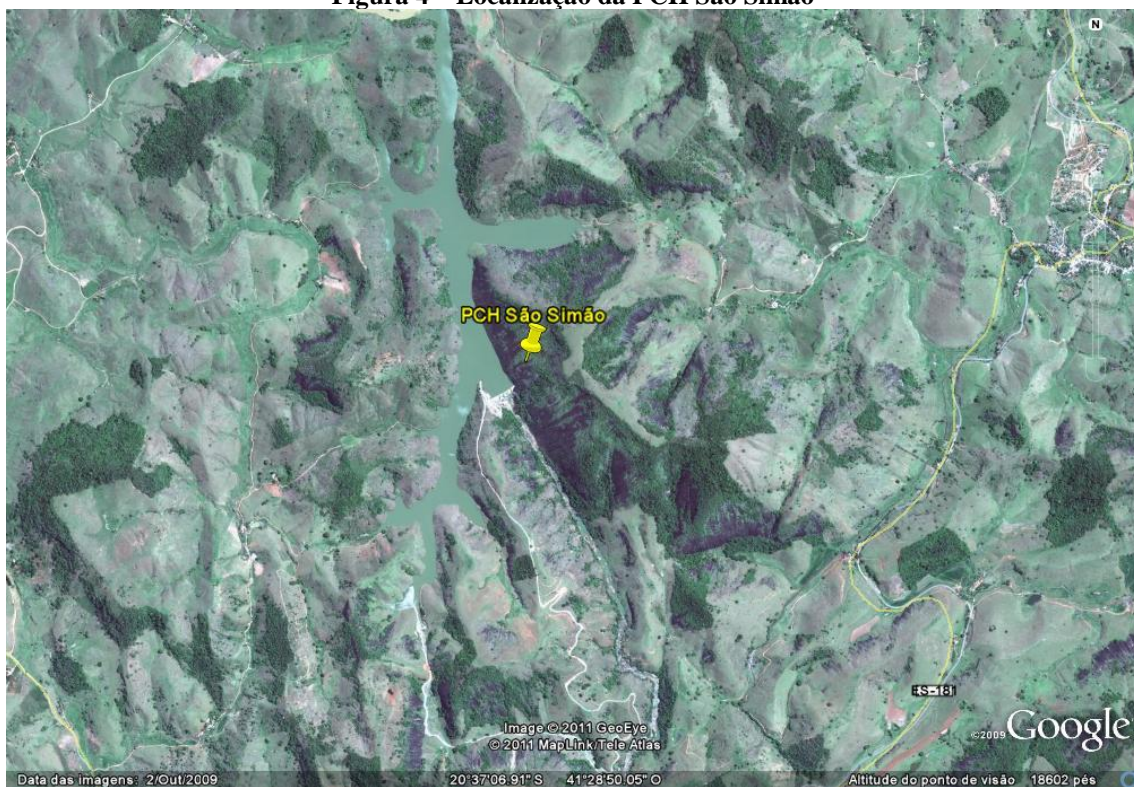


Figura 5– Localização da PCH Funil

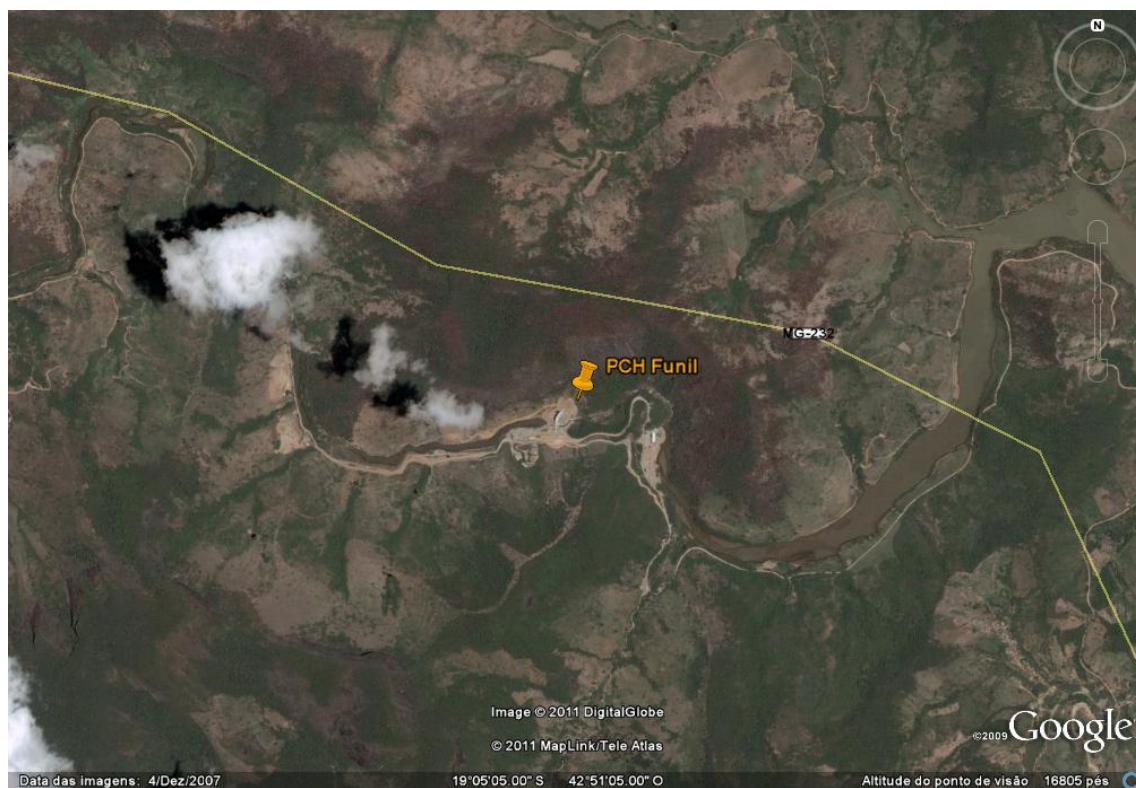


Figura 6 – Localização da PCH São Joaquim



Figura 7 – Localização da PCH Fumaça IV



Figura 8 – Localização da PCH Jataí

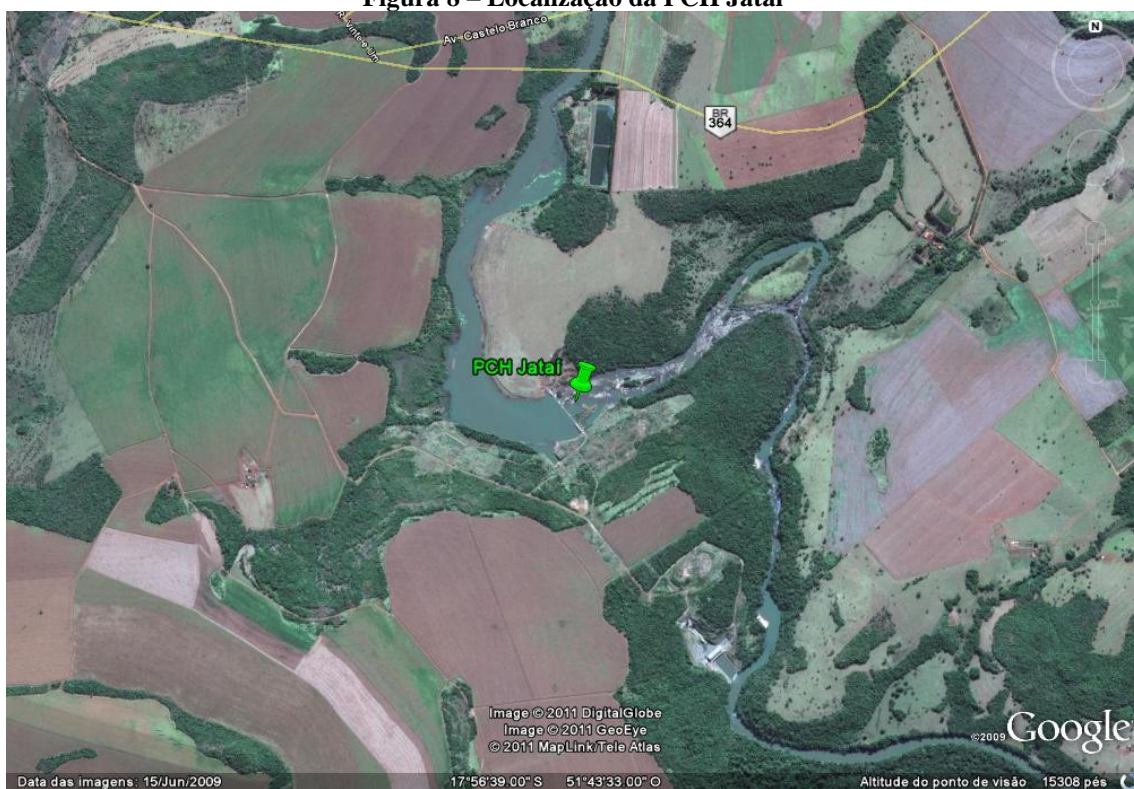


Figura 9 – Localização da PCH Irara



Figura 10– Localização da PCH Bonfante



Figura 11– Localização da PCH Monte Serrat

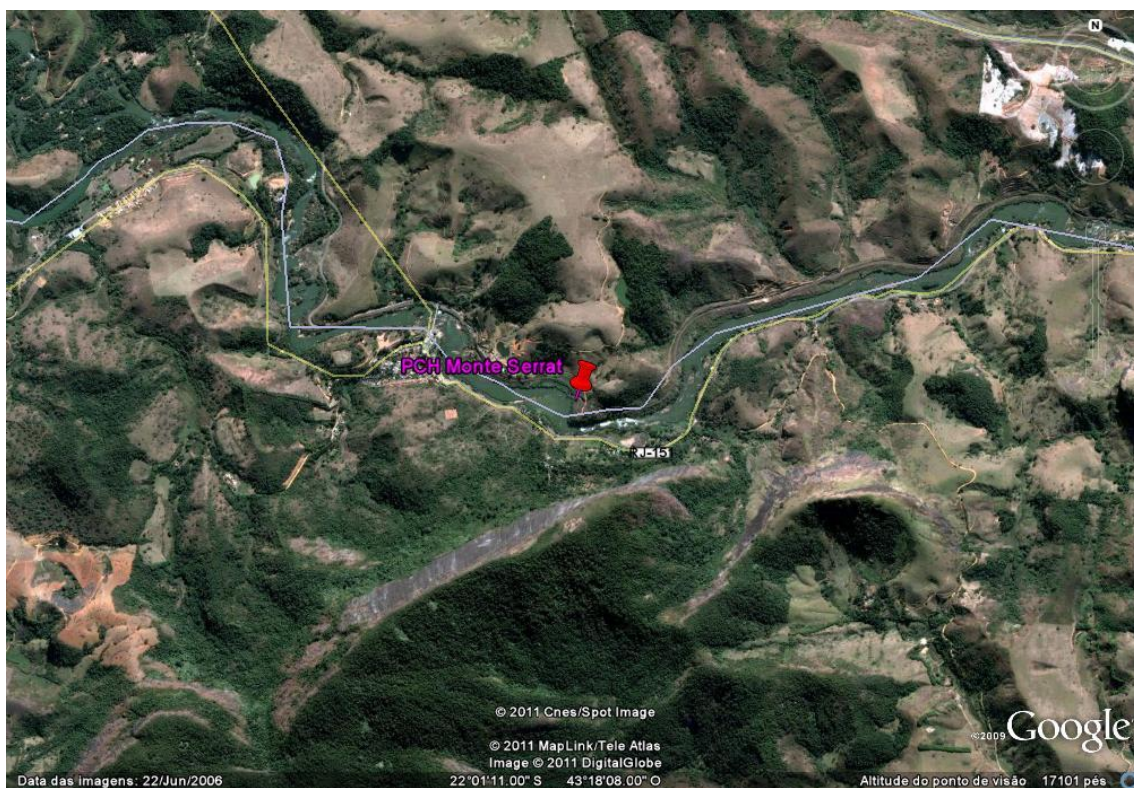


Figura 12– Localização da PCH Santa Fé



Figura 13– Localização das PCH's São Pedro, Carangola, Calheiros, São Simão, São Joaquim e Fumaça IV

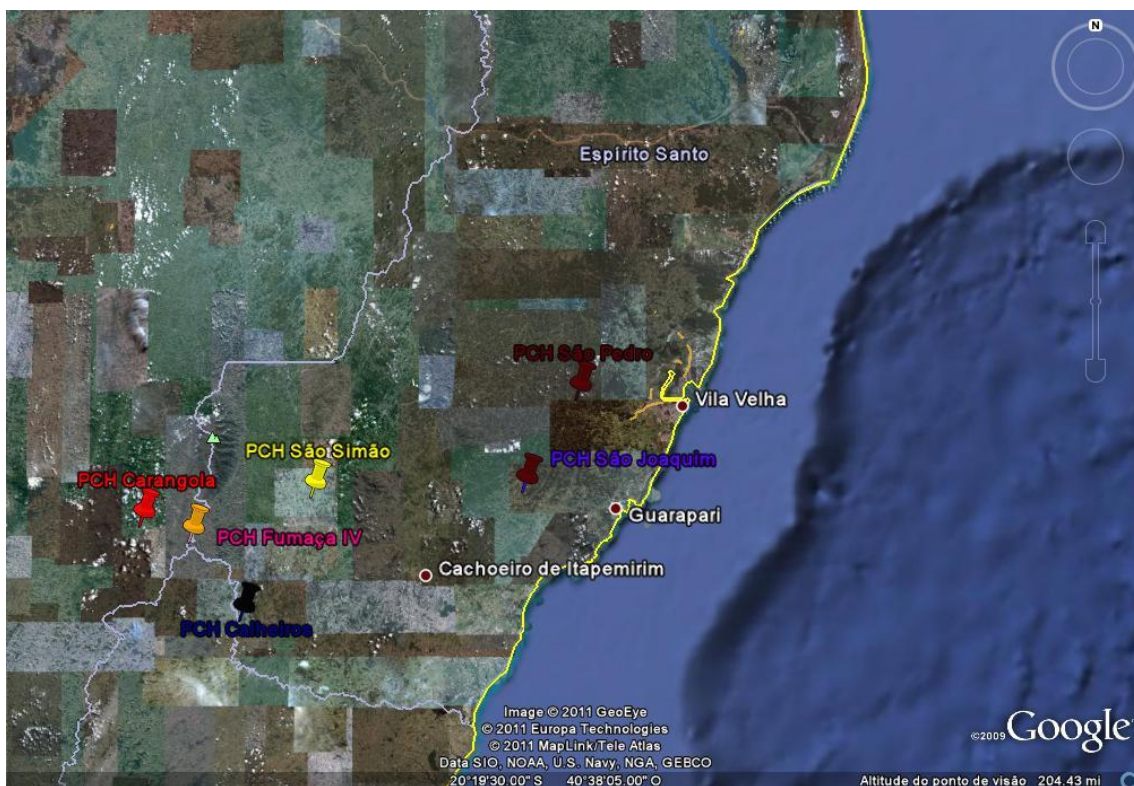


Figura 14–Localização das PCH's Jataí e Irara

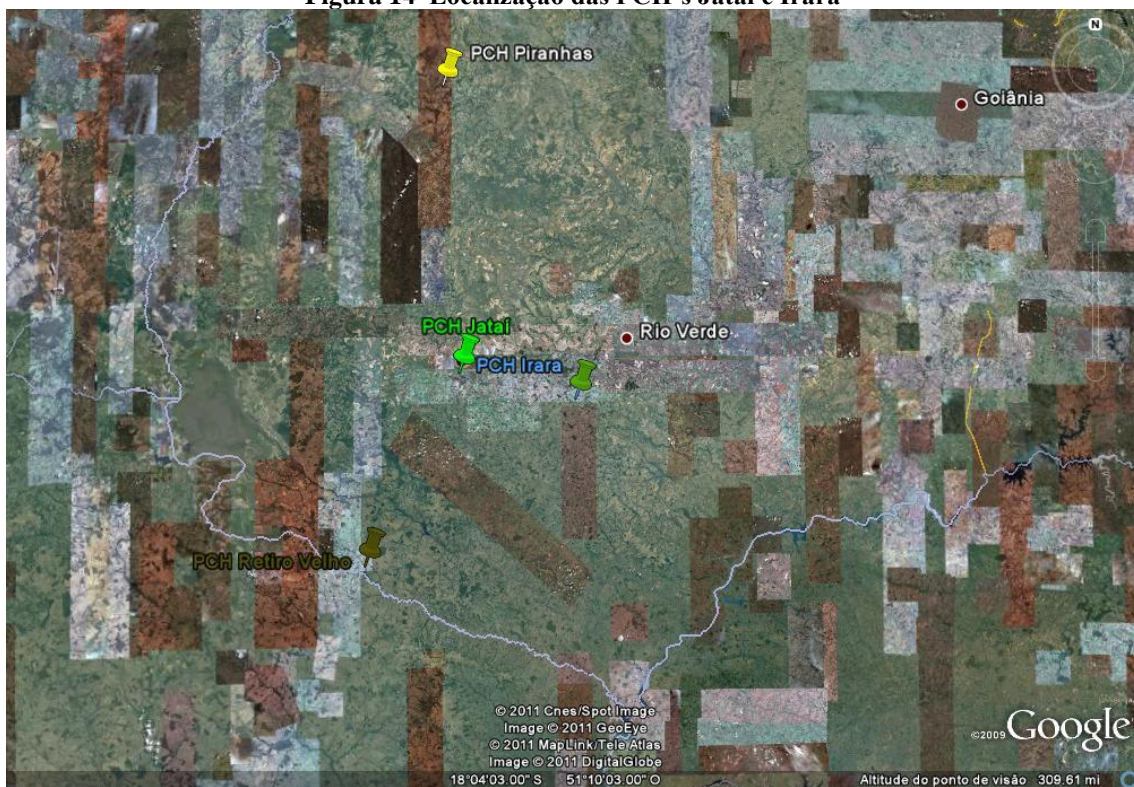


Figura 15–Localização das PCH's Monte Serrat e Santa Fé

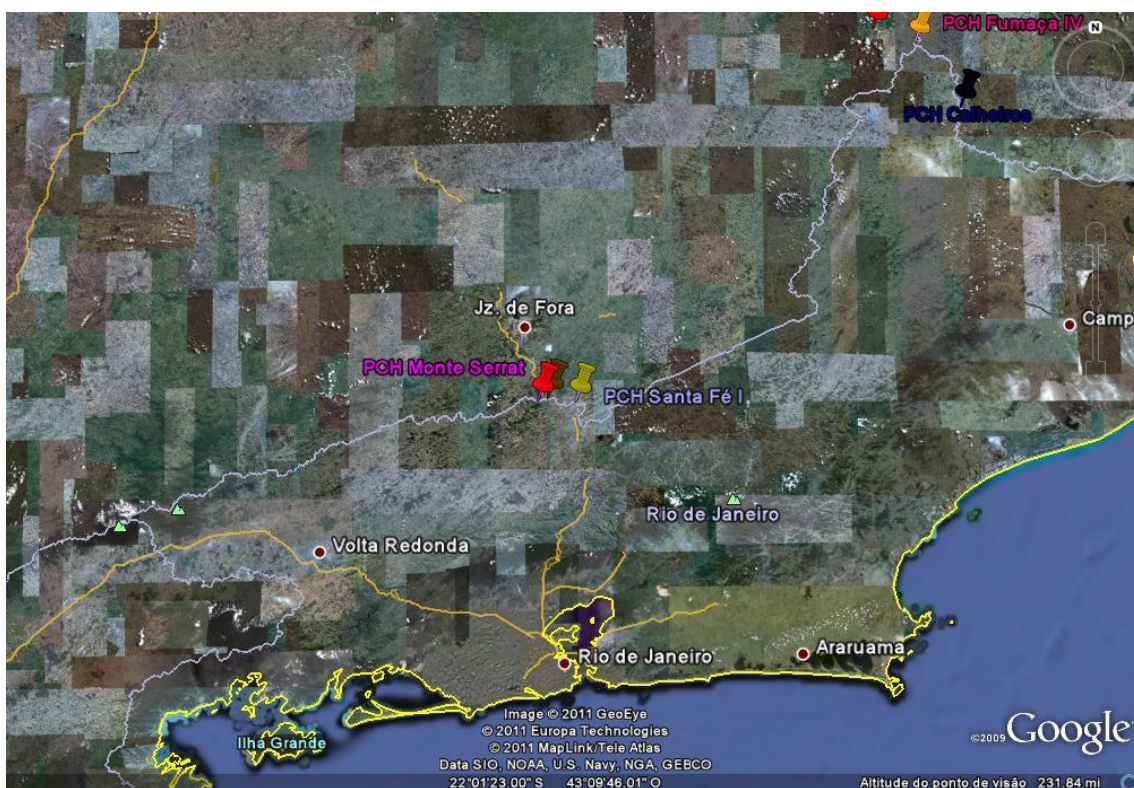
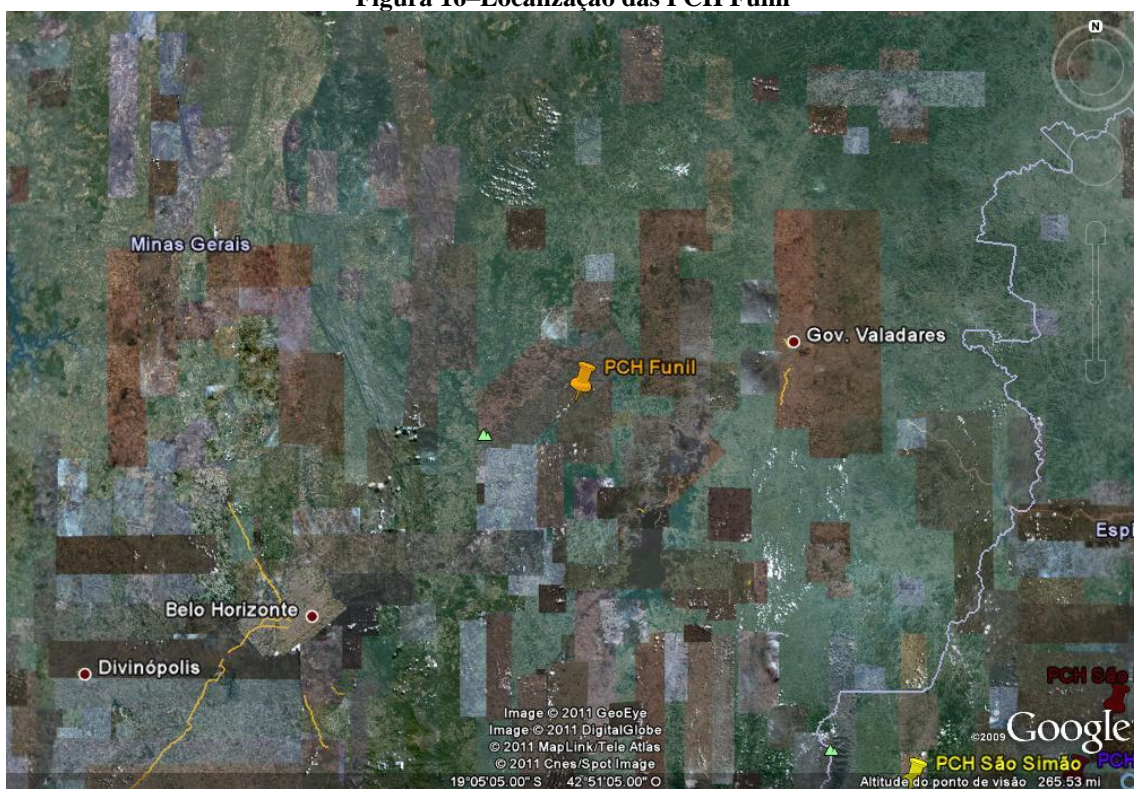


Figura 16–Localização das PCH Funil



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



Tipo : I – Projetos de Energia Renovável (Pequenas Centrais Hidroelétricas a fio d'água).
Categoria : D – Geração de Eletricidade Renovável para a Rede.

Os projetos descritos estão em conformidade com o tipo e a categoria do projeto proposto, já que se trata de uma atividade de projeto que inclui a geração de energia renovável por doze PCH's com fornecimento de energia elétrica ao Sistema Interligado Nacional – SIN, substituindo unidades geradoras de combustíveis fósseis.

A geração de energia elétrica por Pequenas Centrais Hidroelétricas está entre as tecnologias mais limpas de geração de energia; é amplamente utilizada ao redor do mundo e possui histórico comprovado. Tais projetos utilizam tecnologias ambientalmente seguras para as áreas em que se situam, além de gerar postos de trabalho locais durante a construção, operação e manutenção das usinas.

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

Conforme apresentado nas tabelas 2 a 14, as turbinas que compõem as PCH's São Pedro, Carangola, Calheiros, São Simão, Funil, São Joaquim, Fumaça IV, Jataí, Irara são do tipo Francis; Bonfante, Monte Serrat e Santa Fé são do tipo Kaplan. As turbinas Francis e Kaplan podem ser instaladas com eixo horizontal ou vertical, sendo este último mais comum nas usinas de grande potência. Atualmente se constroem turbinas destes tipos para grandes aproveitamentos, podendo ultrapassar a potência unitária de 750 MW.

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

Este projeto, constituído por PCHs, unidades de geração de energia elétrica que não produzem gases de efeito estufa - GEE e que são operadas na base do sistema elétrico, resultando, portanto, na redução dos gases de efeito estufa, pelo deslocamento da geração de usinas térmicas a combustível fóssil.

O estabelecimento da linha de base para projetos de geração de energia elétrica baseia-se na determinação da 'geração evitada', ou o que teria acontecido sem o projeto MDL ou de outro mecanismo para mitigação de GEE.

O fator de emissão do sistema elétrico interligado para fins de MDL é uma combinação do fator de emissão da margem de operação, que reflete a intensidade das emissões de CO₂ da energia despachada na margem, com o fator de emissão da margem de construção, que reflete a intensidade das emissões de CO₂ das últimas usinas construídas.

A metodologia para determinação da linha de base consolidada e aprovada ACM0002 - "*Metodologia consolidada de linha de base para a geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis*" se aplica às adições de capacidade elétrica de PCHs a fio d'água², que é a atividade do projeto proposto. O cenário de referência considera a energia que, de outra

² Na usina fio d'água, há pouca ou nenhuma acumulação a montante da barragem. Isto se reflete numa menor área inundada e maior densidade de Potência (W/m²), porém sujeita a geração ao regime pluviométrico sazonal.



forma, teria sido gerada pela operação de usinas conectadas à rede e pela adição de novas fontes de geração.

Tabela 15 - Cálculo das reduções de emissões

Ano	Bonfante	Calheiros	Carangola	Fumaça IV	Funil	Irará
2011(*)	9.474,26	7.687,53	6.822,53	1.820,74	10.187,28	12.783,90
2012	18.948,51	15.375,05	13.645,06	3.641,47	20.374,55	25.567,80
2013	18.948,51	15.375,05	13.645,06	3.641,47	20.374,55	25.567,80
2014	18.948,51	15.375,05	13.645,06	3.641,47	20.374,55	25.567,80
2015	18.948,51	15.375,05	13.645,06	3.641,47	20.374,55	25.567,80
2016	18.948,51	15.375,05	13.645,06	3.641,47	20.374,55	25.567,80
2017	18.948,51	15.375,05	13.645,06	3.641,47	20.374,55	25.567,80
2018	18.948,51	15.375,05	13.645,06	3.641,47	20.374,55	25.567,80
2019	18.948,51	15.375,05	13.645,06	3.641,47	20.374,55	25.567,80
2020	18.948,51	15.375,05	13.645,06	3.641,47	20.374,55	25.567,80
2021(*)	9.474,26	7.687,53	6.822,53	1.820,74	10.187,28	12.783,90
Total (tCO₂e)	189.485,11	153.750,51	136.450,60	36.414,71	203.745,51	255.678,00
	975.524,44					

Tabela 16 - Cálculo das reduções de emissões

Ano	Jataí	Monte Serrat	Santa Fé I	São Joaquim	São Pedro	São Simão
2011(*)	13.484,99	12.770,58	18.418,52	9.452,26	13.065,45	10.767,87
2012	26.969,98	25.541,15	36.837,04	18.904,52	26.130,90	21.535,73
2013	26.969,98	25.541,15	36.837,04	18.904,52	26.130,90	21.535,73
2014	26.969,98	25.541,15	36.837,04	18.904,52	26.130,90	21.535,73
2015	26.969,98	25.541,15	36.837,04	18.904,52	26.130,90	21.535,73
2016	26.969,98	25.541,15	36.837,04	18.904,52	26.130,90	21.535,73
2017	26.969,98	25.541,15	36.837,04	18.904,52	26.130,90	21.535,73
2018	26.969,98	25.541,15	36.837,04	18.904,52	26.130,90	21.535,73
2019	26.969,98	25.541,15	36.837,04	18.904,52	26.130,90	21.535,73
2020	26.969,98	25.541,15	36.837,04	18.904,52	26.130,90	21.535,73
2021(*)	13.484,99	12.770,58	18.418,52	9.452,26	13.065,45	10.767,87
Total (tCO₂e)	269.699,80	255.411,51	368.370,40	189.045,20	261.309,00	215.357,31
	1.559.193,22					

(*) Para o ano de 2011 foi considerado apenas o segundo semestre e para o ano de 2021 foi considerado apenas o primeiro semestre.

A.4.5. Financiamento público da atividade do projeto:

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

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



A metodologia aprovada, ACM0002 versão 12.1.0, de linha de base e monitoramento utilizada na atividade de projeto é denominada “*Metodologia consolidada de linha de base para a geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis*”.

A metodologia citada faz referência, entre outras, às seguintes ferramentas de interesse deste documento:

- Ferramenta para o cálculo do fator de emissão de um sistema elétrico (versão 02.2.0);
- Ferramenta para a demonstração e avaliação de adicionalidade (versão 5.2).

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

As usinas integrantes da atividade do projeto, com algumas características mostradas na Tabela 17, são Pequenas Centrais Hidrelétrica (PCHs) e, portanto, constituem geração de fonte renovável. As PCHs fornecem energia ao Sistema Interligado Nacional (SIN) que possui em sua matriz energética uma composição de grandes usinas hidrelétricas e usinas termelétricas alimentadas a combustível fóssil.

Estas pequenas hidrelétricas consistem em novas centrais elétricas em local onde não havia nenhuma central elétrica renovável. Além disso, as usinas apresentam densidade de potência acima de 4,0 W/m², caracterizando assim a aplicação da metodologia citada.

Tabela 17 - Usinas integrantes da atividade do projeto.

PCH	Capacidade Instalada (MW)	Área do Reservatório (km ²)	Densidade de Potência (W/m ²)
São Pedro	30,00	0,12	250,00
Carangola	15,00	0,0059	25542,37
Calheiros	19,53	0,45	42,22
São Simão	27,00	0,72	37,50
Funil	22,50	0,202	111,38
São Joaquim	21,00	0,063	333,33
Fumaça IV	4,50	0,04	112,50
Jataí	30,00	0,425	70,59
Irara	30,00	2,58	11,63
Bonfante	19,00	0,209	90,91
Monte Serrat	25,00	0,34	73,53
Santa Fé	30,00	2,05	14,63

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

A extensão espacial do limite de projeto inclui a usina elétrica e todas as usinas elétricas conectadas fisicamente ao sistema elétrico definido para o projeto MDL, segundo a definição dada pelo ACM0002 versão 12.1.0.



No Brasil, a Autoridade Nacional Designada através da Resolução nº 8, de 26 de maio de 2008, estabeleceu o SIN como definição do “Sistema Elétrico do Projeto” para fins de aplicação daquele documento (ACM0002 versão 12.1.0).

As fontes de gases de efeito estufa incluídas ou excluídas do limite de projeto são mostradas na Tabela 18.

Tabela 18 - Gases e fontes de emissão relacionadas à atividade do projeto

Fonte		Gás	Incluído?	Justificativa/Explicação
Linha de base	Emissões de CO ₂ da geração de eletricidade em centrais elétricas a combustível fóssil que são deslocadas em função da atividade do projeto	CO ₂	Sim	Fonte principal de emissão.
		CH ₄	Não	Fonte de emissão pequena.
		N ₂ O	Não	Fonte de emissão pequena.
Atividade do Projeto	Emissão de CH ₄ do reservatório	CO ₂	Não	Fonte de emissão pequena.
		CH ₄	Não	Esta fonte de emissão não é incluída porque a densidade energética é superior a 10W/m ² para cada pequena central hidrelétrica
		N ₂ O	Não	Fonte de emissão pequena.

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

De acordo com a ACM0002 (versão 12.1.0), se a atividade de projeto é a instalação de uma nova usina conectada à rede, a linha de base consiste na:

Eletricidade entregue à rede pela atividade de projeto que teria sido gerada de outra maneira pela operação de usinas conectadas à rede e pela adição de novas fontes, como refletido na descrição do cálculo da margem combinada (CM) na “Ferramenta para cálculo do fator de emissão para um sistema elétrico”.

Na ausência da atividade do projeto, grandes quantidades de dióxido de carbono (CO₂) seriam emitidas para a atmosfera. A atividade do projeto reduz as emissões de gases de efeito estufa evitando a geração de eletricidade via fontes de combustíveis fósseis e emissões de CO₂, se o projeto não existisse. Portanto, o cenário da linha de base é identificado como a continuidade da situação atual com a energia elétrica sendo fornecida por grandes usinas hidrelétricas e termelétricas que utilizam diferentes combustíveis fósseis.

A operação do SIN é realizada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS que despacha as usinas de forma centralizada e pelo critério do menor custo. Isto significa que, na ausência da geração hidrelétrica, o operador chamará para despachos as usinas termelétricas alimentadas a combustível fóssil e integrantes do sistema. As PCHs do projeto são despachadas prioritariamente (operam na base), fazendo com que usinas termelétricas sejam preteridas.



Maiores detalhes do desenvolvimento da linha de base do projeto podem ser consultados através do link: <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/73318.html>.

Resumidamente, destacam-se os seguintes cenários:

Cenário 1 - A atividade do projeto proposto: construção das PCHs descritas acima, conectadas à rede de transmissão local e ao Sistema Interligado Nacional. Esta alternativa enfrenta diversas barreiras. A viabilidade deste cenário é aumentada por conta de dois mecanismos inter-relacionados: o PROINFA (redução das barreiras) e o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (redução das barreiras e ampliação da viabilidade econômica).

Cenário 2 - Continuação da atual situação: A eletricidade continuaria a ser gerada pelo mix de geração existente associado às redes de transmissão. Esta alternativa não enfrenta quaisquer barreiras tecnológicas ou de outra espécie e contribuem para o aumento de participação das centrais elétricas movidas a combustível fóssil. Vale ressaltar que a maior parte das fontes hídricas de médio e grande porte nas regiões Sul e Sudeste do País foram exploradas e a maior potencial hídrico restante se localiza na Bacia Amazônica.

B.5. Descrição de como as emissões antrópicas de gases de efeito estufa por fontes são reduzidas para níveis inferiores aos que teriam ocorrido na ausência da atividade de projeto registrada no âmbito do MDL (avaliação e demonstração da adicionalidade):

De acordo com a Orientação sobre a demonstração e avaliação de consideração anterior do MDL (Anexo 46, EB 41), “as atividades do projeto com data de início anterior a 2 de agosto de 2008, para as quais a data de início é anterior à data da publicação do DCP para consulta pública internacional, precisam demonstrar que o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo foi seriamente considerado na decisão de implementar a atividade do projeto”.

O PROINFA foi instituído pela Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002 e regulamentado pelo Decreto nº 5.025, de 30 de março de 2004. A Portaria MME nº 045 de 30 de março de 2004 estabeleceu Chamada Pública para seleção de projetos para o PROINFA e a assinatura dos contratos foi celebrada pela ELETROBRAS no final do mês de junho de 2004.

As usinas participantes da atividade de projeto são integrantes do PROINFA e possuem contratos de compra e venda de energia elétrica assinados com as Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobras. Na Tabela 19 é demonstrada a data da assinatura dos contratos e a data de entrada em operação comercial das usinas.

Tabela 19- Usinas integrantes da atividade do projeto

PCH	Data da Assinatura do Contrato PROINFA	Data de Entrada em Operação
São Pedro	30/06/2004	19/06/2009
Carangola	30/06/2004	01/05/2008
Calheiros	30/06/2004	16/05/2008



São Simão	30/06/2004	19/06/2009
Funil	30/06/2004	04/05/2008
São Joaquim	30/06/2004	08/05/2008
Fumaça IV	30/06/2004	12/07/2008
Jataí	30/06/2004	07/06/2008
Irara	30/06/2004	06/07/2008
Bonfante	30/06/2004	14/07/2008
Monte Serrat	30/06/2004	19/06/2009
Santa Fé	30/06/2004	01/07/2008

As atividades dos projetos do PROINFA datam de antes do dia 2 de agosto de 2008. O programa, desde sua regulamentação através do Decreto n.º 5.025, de 30 de março de 2004, considerou de modo decisivo o MDL como pode ser verificado no § 1º do Art. 5º:

Art. 5º § 1º O PROINFA também visa reduzir a emissão de gases de efeito estufa, nos termos da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima, contribuindo para o desenvolvimento sustentável.

A alínea c) do inciso I do Artigo 16 do Decreto n.º 5.025, de 30 de março de 2004, modificada pelo Decreto n.º 5882, de 31 de agosto de 2006, prevê o uso dos recursos do MDL como um dos componentes para a formação da Conta PROINFA, utilizada para pagamento da compra de energia dos empreendimentos contratados pelo referido Programa. O Artigo 16 é transcrito abaixo:

Art. 16. Fica criada a Conta PROINFA, a ser administrada pela ELETROBRÁS, composta dos seguintes itens:

I - receitas decorrentes de:

(...)

c) benefícios financeiros provenientes do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo - MDL ou outros mercados de carbono (redação dada pelo Decreto n.º 5882 de 31 de agosto de 2006);

É importante ressaltar que o Planejamento Energético Nacional é uma atribuição do Ministério de Minas e Energia, embora as diretrizes fundamentais da Política Energética sejam definidas pelo Conselho Nacional de Política Energética – CNPE, que reúne diversos Ministérios subordinados à Presidência da República.

A questão ambiental apresenta um aspecto multilateral, na medida em que condiciona a interação entre diversas políticas públicas, tais como Plano Nacional de Energia, a Política Nacional de Recursos Hídricos e a afinidade com acordos e convenções internacionais.

A incorporação da temática do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo na agenda de planejamento setorial é um importante norteador para as estratégias de suprimento de energia elétrica de curto e longo prazo, formulação de alternativas para o desenvolvimento regional e investimentos para mitigação dos gases do efeito estufa.

Dentre os condicionantes socioambientais para a expansão do setor energético, devem-se destacar dois quesitos: os condicionantes internacionais globais (I) e os desígnios da legislação brasileira (II).



Em relação ao primeiro quesito, é digno de nota que a elaboração do Planejamento do Setor Elétrico Brasileiro leva em conta os preceitos dos acordos dos quais o Brasil é signatário, tais como a Convenção sobre a Diversidade Biológica – CDB (compatibilização entre a proteção dos recursos biológicos e o desenvolvimento sócio-econômico), Convenção do Clima (Protocolo de Quioto) e Agenda 21³.

Desta forma, o PROINFA é um exemplo bem apropriado para enfatizar a sinergia entre a estratégia de ação do Estado brasileiro no que tange ao incentivo às fontes de energia eólica, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas com os direcionamentos expostos nos acordos internacionais assinados pelo País.

Neste ínterim, é pertinente detalhar as especificidades do PROINFA. O Programa levou em conta a orquestração de diversos mecanismos para a operacionalização do objetivo estratégico de ampliação do uso de fontes renováveis na Matriz Energética Brasileira, valendo citar: a compra de energia assegurada por 20 anos (a partir da data de entrada em operação) pela Eletrobras, estipulação de um valor econômico para a energia gerada correspondente à tecnologia específica de cada fonte (definida pelo Poder Executivo e atrativa para os empreendedores), permissão para participação dos fabricantes de equipamentos na constituição do Produtor Independente Autônomo (desde que respeitado determinado índice de nacionalização) e a estruturação de linhas de crédito especiais para o Programa (articuladas com o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES). Estes pontos serão objetos de um maior detalhamento mais adiante.

Por fim, o PROINFA está respaldado pelas macro-orientações do Conselho Nacional de Política Energética – CNPE em relação às fontes alternativas, conforme exposto pela Lei nº 9478, de 6 de agosto de 1997 e pelo Decreto nº 3520, de 21 de junho de 2000.

Art. 1º O Conselho Nacional de Política Energética - CNPE, criado pela Lei Nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, é órgão de assessoramento do Presidente da República para a formulação de políticas e diretrizes de energia, destinadas a:

I - promover o aproveitamento racional dos recursos energéticos do País, em conformidade com o disposto na legislação aplicável e com os seguintes princípios:

a) preservação do interesse nacional;

³ A Agenda 21 reflete um compromisso mundial pautado pela adoção de uma lógica de desenvolvimento associado ao equilíbrio ambiental. O êxito deste esforço cooperativo recai sobre a performance dos governos na elaboração de suas estratégias e políticas nacionais.

Aos países em desenvolvimento, a Agenda 21 estabelece:

- (i) formular programas nacionais de ação para promover e sustentar o reflorestamento e a regeneração das florestas nacionais, com vista a obter um abastecimento sustentado de energia e biomassa necessário para atender os grupos de baixa renda das áreas urbanas e dos pobres das áreas rurais, em especial mulheres e crianças;
- (ii) formular programas nacionais de ação para promover o desenvolvimento integrado de tecnologias de economia de energia e de utilização de fontes renováveis, em especial fontes de energia solar, hidráulica, eólica e biomassa;
- (iii) promover uma ampla disseminação e comercialização das tecnologias de fontes renováveis de energia, por meio de medidas adequadas como, entre outras, mecanismos tributários e de transferência de tecnologia;
- (iv) Implementar programas de informação e treinamento destinado a fabricantes e usuários, com o objetivo de promover técnicas que economizem energia e artigos que utilizem energia de forma eficaz. (EPE, 2006, pág.41-42).



- b) promoção do desenvolvimento sustentado, ampliação do mercado de trabalho e valorização dos recursos energéticos;*
- c) proteção dos interesses do consumidor quanto a preço, qualidade e oferta dos produtos;*
- d) proteção do meio ambiente e promoção da conservação de energia; [...]*
- g) identificação das soluções mais adequadas para o suprimento de energia elétrica nas diversas regiões do País;*
- h) utilização de fontes renováveis de energia, mediante o aproveitamento dos insumos disponíveis e das tecnologias aplicáveis; [...]*
- j) atração de investimentos na produção de energia;*
- l) ampliação da competitividade do País no mercado internacional;*

De acordo com a metodologia aprovada selecionada (ACM0002 versão 12.1.0) e com a ferramenta metodológica, os participantes do projeto devem aplicar os seguintes passos ao cálculo da linha de base:

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

Subpasso 1.a: Definir alternativas à atividade do projeto

Nos anos de 2000 e 2001, o Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) passava por uma grave crise de abastecimento. Devido a diversos fatores conjunturais e estruturais, o governo brasileiro se viu obrigado a promover ações emergenciais de modo a minimizar o impacto da escassez energética. Naquela época, a afluência dos rios ficou bastante reduzida devido à escassez das chuvas (fatores conjunturais), que, dada a característica do SEB de participação majoritária de grandes hidrelétricas, prejudicou a oferta de energia. Por outro lado, diversas obras de usinas hidrelétricas estavam atrasadas enfrentando entraves ambientais ou financeiros (fatores estruturais).

Deste modo, os empreendedores no setor de energia elétrica possuíam algumas alternativas para ação:

- Construção de usinas termelétricas no âmbito do Programa Prioritário de Termelétricas - PPT;
- Continuação das tendências de expansão do sistema interligado brasileiro através de grandes usinas hidrelétricas (segmento altamente intensivo em capital);
- Construção de usinas de energia renovável sem contar com os incentivos do PROINFA e/ou com os recursos do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo;



- Investir no mercado de títulos, mercado de ações ou em outros ramos de atividade;

A construção de usinas termelétricas foi proposta na época pelo Programa Prioritário de Termelétricas (PPT), instituído pelo Decreto nº 3.371, de 24 de fevereiro de 2000. O PPT previa, em seu lançamento, a construção de 49 usinas termelétricas a gás natural. O programa previa a contratação por 20 anos da energia produzida pelas termelétricas e financiamento subsidiado, o que ampliou a atratividade dos investimentos em termelétricas.

Outra alternativa seria a continuidade da expansão da geração centrada nas grandes usinas hidrelétricas já inventariadas e na etapa de construção.

Uma opção também existente residia na realização de investimentos em empreendimentos de energia renovável que não estivessem inclusos no PROINFA e que poderiam vislumbrar (ou não) as receitas com os créditos de carbono. Vale frisar que os eventuais benefícios financeiros advindos da comercialização de créditos carbono dos empreendimentos do Programa são destinados à Conta PROINFA.

O fato é que os empreendedores das usinas deste agrupamento optaram pela adesão ao PROINFA, que conta com regras específicas, inclusive com a destinação dos eventuais benefícios financeiros no âmbito do MDL em favor da Conta PROINFA.

Por fim, todo o investimento físico concorre com aplicações no mercado de títulos, mercado de ações ou alocação em outros ramos de atividade, uma vez que diversas empresas possuem uma ampla diversificação do *core business*.

A conjuntura econômica brasileira contemporânea ao estabelecimento do marco legal do PROINFA e assinatura dos contratos foi marcada pelo baixo crescimento econômico, elevados níveis de inflação, oscilações no mercado de capitais, altas taxas de juros (impactos na TJLP), e apreciação cambial (ver Tabela 20).

Tabela 20 - Indicadores Econômicos Selecionados - 2001/2005

	PIB (Var. Real) %a.a	IPCA (%a.a)	IBOVESPA (Dez -Ptos Base)*	TAXA DE JUROS OVER SELIC (a.a)*	TAXA DE CÂMBIO (R\$/US\$)**
2001	1,31	7,67	13.577	19,1	2,32
2002	2,66	12,53	11.268	24,9	3,53
2003	1,15	9,3	22.236	16,3	2,89
2004	5,71	7,6	26.196	17,8	2,65
2005	3,16	5,69	33.455	18,1	2,34

(*) último dia útil do ano

(**) Taxa de Câmbio - Compra (Fim do Período - Dezembro)

Fonte: BACEN



O Valor Econômico das Tecnologias Específicas por Fonte (conforme Portaria MME nº 045, de 30 de março de 2004) foi estabelecido em 117,02 R\$/MWh para PCHs (referência Março 2004), conforme exposto na Tabela 21.

Tabela 21 - Valores Econômicos e Pisos Correspondentes às Tecnologias Específicas da Fonte

Central Geradora		Valor Econômico da Tecnologia Específica da Fonte (em R\$/MWh)		Piso (em R\$/MWh)
PCH		VEDEF_P	117,02	117,02
UEE	FCR ≤ FCR min	VEDEF_E max	204,35	150,45
	FCR min < FCR < FCR max	VEDEF_E	Equação(*)	150,45
	FCR ≥ FCR max	VEDEF_E min	180,18	150,45
UTE Biomassa	Bagaço de Cana	VEDEF_Bc	93,77	83,58
	Casca de Arroz	VEDEF_Ba	103,2	83,58
	Madeira	VEDEF_Bm	101,35	83,58
	Biogás de Aterro	VEDEF_Bb	169,08	83,58

(Retificado no D.O. de 02.04.2004, seção 1, p. 65, v. 141, n. 64)

(*) Equação definida na Portaria MME 045/2004.

Tabela 22 - Valores do leilão de energia nova realizado em 2005 em R\$/MWh

Tipo de Usina	Início de Suprimento		
	2008	2009	2010
Usina Hidroelétrica	106,95	114,28	115,04
Usina Termoeletrica	132,26	129,26	121,81

Fonte: CCEE

É digno de nota que os Valores Econômicos foram objeto de Consulta Pública realizada pelo MME em Julho de 2003, com o intuito de receber contribuições da sociedade e dos empreendedores do PROINFA sobre a metodologia e parâmetros utilizados no cálculo. Este procedimento demonstra a transparência e a publicidade do Ministério em relação às premissas do programa.

Nota-se, observando as Tabela 21 e Tabela 22, que mesmo após a realização do processo de seleção das usinas que se candidataram a participar do PROINFA, os preços praticados no leilão para a contratação de energia de usinas termoeletricas (contratado pelo período de 15 anos) e de grandes usinas hidroelétricas (contratado pelo período de 30 anos) foram abaixo dos preços iniciais de contratação do PROINFA.

Isso se deveu pela expectativa do governo na aquisição de recursos provenientes das vendas dos CER para a diminuição do impacto nos custos provenientes do incentivo da introdução de fontes de geração de energia renovável mais limpa na matriz de geração de energia brasileira.

Subpasso 1.b: Consistência com leis e normas obrigatórias

Todas as alternativas apresentadas se encontram em conformidade com a legislação brasileira e normas estabelecidas pelo Conselho Nacional de Política Energética – CNPE, Ministério de Minas e Energia - MME, Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, Ministério de Meio Ambiente, Instituto Brasileiro de Meio Ambiente – IBAMA, agências ambientais estaduais e Conselho Executivo do MDL.



FORMULÁRIO DO DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DO PROJETO
(CDM PDD) - Versão 3



MDL – Conselho Executivo

página 32

PCH	Órgão Ambiental	Nº da Licença de Operação	Data de emissão da LO	Data de validade da LO
São Pedro	Instituto Estadual de Meio Ambiente e Recursos Hídricos – IEMAS/ES	LO-GCA/SAIA/Nº 030/2009	03/02/2009	03/02/2013
Carangola	Secretaria de Estado do Meio Ambiente e Desenvolvimento Sustentável - SEMAD	LO Nº 0089/ZM	22/10/2007	22/10/2013
Calheiros	Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis - IBAMA	686/2007	31/10/2007	31/10/2011
São Simão	Instituto Estadual de Meio Ambiente e Recursos Hídricos – IEMAS/ES	LO-GCA/SAIA/Nº 295/2008	07/11/2008	07/11/2012
Funil	Secretaria de Estado do Meio Ambiente e Desenvolvimento Sustentável – SEMAD/MG	378/2007	27/12/2007	27/12/2001
São Joaquim	Instituto Estadual de Meio Ambiente e Recursos Hídricos – IEMAS/ES	LO-GCA/SAIA/Nº 351/2007	26/12/2007	26/12/2011
Fumaça IV	Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis - IBAMA	739/2008	23/04/2008	23/04/2012

PCH	Órgão Ambiental	Nº da Licença de Operação	Data de emissão da LO	Data de validade da LO
Jataí	Agência Goiana de Meio Ambiente – AGMA/GO	18/2009	14/01/2009	21/01/2012
Irara	SEMARH - Secretaria do Meio Ambiente e dos Recursos Hídricos do Estado de Goiás/GO	1185/2010	22/12/2010	10/01/2020
Bonfante	Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis - IBAMA	756/2008	11/06/2008	11/06/2012



Monte Serrat	Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis - IBAMA	811/2008	29/12/2008	29/12/2012
Santa Fé	Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis - IBAMA	702/2007	20/12/2007	20/12/2011

Passo 2: Análise de Investimento.

Não se aplica.

Passo 3: Análise de barreiras

A atividade do projeto reduz as emissões de gases de efeito estufa evitando a geração de energia elétrica via fontes que utilizam combustíveis fósseis e consequentemente de emissão de CO₂.

A entrada de novos projetos de energia renovável na matriz elétrica brasileira ao longo do século XXI está intimamente associada à possibilidade de obtenção de créditos de carbono e à superação das significativas barreiras à entrada no setor elétrico brasileiro.

Neste contexto, chamam atenção as seguintes condições que viabilizaram a inserção de tecnologias de baixo carbono no País: o PROINFA (I) e o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo decorrente do Protocolo de Quioto (II).

Ambos os mecanismos se retro-alimentam, uma vez que o PROINFA, na sua concepção, vislumbra os benefícios financeiros advindos do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo, assim como as condicionantes estruturais do PROINFA (acesso a fontes de financiamento, condições de compra e venda de energia, supressão das barreiras tecnológicas, dentre outras) contribuem com os objetivos centrais do Protocolo de Quioto, tais como o desenvolvimento de uma matriz elétrica de baixo carbono.

A análise feita neste tópico tem o intuito de comprovar a hipótese de que tanto a política pública do PROINFA quanto a obtenção de recursos provenientes do MDL foram condições que viabilizaram os empreendimentos relativos aos projetos de pequenas centrais hidrelétricas em detrimento da expansão termelétrica (prática comum).

Desta forma, seguem as principais barreiras à entrada que foram dirimidas pelas condicionantes do PROINFA e pela possibilidade de obtenção de recursos financeiros do mercado de carbono:

- Marco Regulatório para Energias Renováveis antes do PROINFA e do MDL

O PROINFA e o MDL foram marcos decisivos no desenvolvimento de fontes renováveis no Brasil. Ambos ampliaram a viabilidade econômica financeira dos projetos de pequenas centrais hidrelétricas, usinas eólicas e de biomassa.



Em relação ao marco regulatório brasileiro relativo às fontes renováveis que minimizaram as barreiras de entrada, cabe destacar:

- Lei nº 10.438 de 26 de abril de 2002 – criação do PROINFA e da sub-rogação de empreendimentos de energia renovável nos Sistemas Isolados;
 - Decreto nº 5.163 de 30 de julho de 2004 – permite a contratação de geração distribuída por parte de permissionárias e concessionárias;
 - Lei nº 10.762 de 11 de novembro de 2003 – permite a contratação direta com consumidor ou conjunto de consumidores, cuja carga seja maior ou igual a 500 kW, em qualquer nível de tensão, podendo o fornecimento ser complementado por empreendimentos de geração associados, mas limitado a 49% da energia média que produzirem. Ademais define desconto na Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) para a compra de energia de fontes renováveis.
- Tipicidade e Condicionantes dos Contratos de Compra e Venda de Energia

A primeira barreira encontrada foram os contratos. Nos fins da década de 1990, a livre negociação entre os agentes prevalecia no mercado de energia elétrica. Os grandes consumidores e as distribuidoras de energia elétrica negociavam os contratos de compra e venda de energia diretamente com os geradores.

Em relação à expansão da oferta de energia elétrica, os empreendedores inicialmente disputavam a concessão para construção das usinas para, posteriormente, negociar os contratos de venda de energia, ampliando os riscos do negócio.

As condicionantes do Programa Prioritário de Termelétricas – PPT (lançado no período em que o Brasil enfrentava uma grave crise de energia) expandiu a atratividade das usinas térmicas a gás natural no país, na medida em que as distribuidoras de energia elétrica foram obrigadas a contratar montantes destas fontes por 20 anos, com preços reajustados periodicamente e com hedge cambial decorrentes do custo de aquisição do combustível (matéria prima precificada em dólar, sobretudo em função dos contratos *take-or-pay* do Gasoduto Brasil-Bolívia).

Assim, o PROINFA, através de preço competitivo e contando com a receita do MDL propiciou uma “isonomia” competitiva das fontes renováveis com a geração termelétrica a gás natural, na medida em que garantiu contratos de longo prazo para empreendimentos de pequenas centrais hidrelétricas, energia eólica e fontes de biomassa.

- Fontes de Financiamento

A segunda barreira era a disponibilidade de fontes de financiamento. Nos anos de 2000/2004, o Brasil ainda enfrentava os resquícios das sucessivas crises econômicas internacionais ocorridas a partir da segunda metade da década de 1990 (México, 1995; Tigres Asiáticos, 1997; Rússia, 1998; Argentina, 2001) e de uma conjuntura macroeconômica doméstica com graves entraves ao crescimento econômico (maxidesvalorização cambial em 1999, empréstimos emergenciais do FMI e um grave racionamento de energia elétrica entre 2001/2002).

Neste contexto, as condições de crédito e financiamento dificultavam a participação do capital privado no setor, haja vista os grandes riscos existentes (sistemáticos e não-sistemáticos), a variação cambial (influi nos custos de importação de máquinas e equipamentos hidromecânicos), as elevadas taxas de juros e a escassez dos recursos.



O racionamento e a necessidade imperativa de expansão da oferta de energia elétrica durante este período influenciaram na estruturação de diversos mecanismos de incentivo à geração termelétrica a gás natural, descritos no PPT. O Decreto nº. 3.371, de 24 de fevereiro de 2000 permitiu o acesso dos empreendedores de usinas térmicas às linhas de financiamento específicas do BNDES.

As condicionantes do PROINFA e do MDL ampliaram a competitividade das fontes renováveis em relação às térmicas.

Em relação à sistemática de financiamento, o PROINFA aproximou os condicionantes competitivos entre as térmicas e as fontes renováveis (que contou com o apoio do BNDES). Este apoio abrangeu a possibilidade de captação de até R\$ 5,5 bilhões, participação do banco em até 70% dos itens financiáveis, taxa de juros, carência e amortização bastante atrativas, e aceite dos recebíveis dos Contratos de Compra e Venda de Energia assinados com a Eletrobras como garantia (cláusula de pagamento da Eletrobras de 70% do faturamento mensal referente ao contrato).

Adicionalmente, a comercialização dos créditos de carbono advindos dos empreendimentos configura-se em elemento primordial e decisivo na engenharia financeira montada em torno destas usinas.

Esta condição foi decisiva para romper as barreiras financeiras para expansão das fontes de energia limpa. A estrutura de *Project Finance* foi uma opção extremamente engenhosa (*Bonomi e Malvessi, 2004*), haja vista que esta modalidade permitiu os autofinanciamentos com as próprias receitas, ativos e colaterais (caso dos Contratos de Compra e Venda de Energia, *Power Purchase Agreement – PPA*, assinados por um longo prazo com preço e correções definidas *ex-ante* dos empreendimentos).

A engenharia financeira do programa permitiu a redução das barreiras econômicas e ampliação da atratividade dos empreendedores privados, sejam eles de capital nacional ou estrangeiro. É digno de nota que o PROINFA atraiu diversos grupos estrangeiros para atuarem no Brasil.

Vale destacar que o PROINFA também levou em conta as receitas advindas do mercado de carbono como condição decisiva para a operacionalização do negócio, ou seja, o PROINFA, por si só, não se configurou como um elemento exclusivo para incentivar uma matriz de baixo carbono, pois, caso não houvesse sido criado o MDL no âmbito do Protocolo de Quioto, diversos empreendimentos não teriam existido.

O próprio PROINFA, no estabelecimento das receitas e despesas do programa (estipulados pelos Decretos nº. 5.025, de março de 2004 e nº. 5.882, de 31 de agosto de 2006), leva em conta os benefícios financeiros advindos dos créditos de carbono como uma importante fonte de recursos. Estes recursos são destinados ao custeio do programa, reduzindo o montante alocado nas tarifas de compra de energia dos consumidores finais.

- Condições de Preço e Prazo de Venda de Energia

Outra barreira considerada foi o preço da energia. Estimava-se que o preço (no mesmo ano da chamada pública do PROINFA) da energia das termelétricas do PPT estaria em torno de 35,00



US\$ /MWh. O preço mínimo da energia para fonte PCH na chamada pública do PROINFA foi de aproximadamente 40,00 US\$ /MWh.

É importante enfatizar que o valor normativo de compra da energia gerada pelos empreendimentos PROINFA (R\$/MWh) permitiram que os empreendimentos saíssem do “papel”, propiciando uma rentabilidade, um payback e uma Taxa Interna de Retorno (TIR) capazes de satisfazer os empreendedores.

A estruturação dos valores normativos e dos condicionantes da Chamada Pública do PROINFA foi amplamente debatida entre o formulador do programa (Ministério de Minas e Energia), a executora do programa (Eletrobras), associações de classe do setor elétrico, ANEEL e empreendedores.

Os custos do programa são repassados para os consumidores brasileiros. Vale atentar que os créditos de carbono oriundos destes empreendimentos pertencem à Conta PROINFA e permitirão uma redução deste encargo pago pelos consumidores finais.

É pertinente destacar que a Conta PROINFA desenvolveu uma espécie de “adiantamento” para os empreendedores em relação à receita necessária para a viabilidade do empreendimento, “em troca” dos eventuais benefícios financeiros da comercialização dos créditos de carbono, conforme definido no marco legal. Ou seja, o empreendedor recebe uma tarifa do PROINFA que viabiliza o negócio, enquanto os riscos e benefícios associados à obtenção e comercialização dos créditos de carbono são assumidos pelo Programa.

O Programa propiciou uma blindagem dos empreendimentos em relação a volatilidade dos preços dos créditos de carbono e riscos relativos ao seu processo de registro, facilitando a inserção destas fontes de baixo carbono na matriz elétrica brasileira.

Desta forma, todo o ciclo de desenvolvimento do negócio é finalizado: a criação dos mecanismos nacionais e internacionais de incentivo às fontes renováveis - o PROINFA e o MDL foram determinantes para a formatação do negócio (fase 1), estruturação e operacionalização do negócio (fase 2), preparação do acervo documental para análise da ONU sobre os montantes de crédito (fase 3), comercialização dos créditos de carbono de propriedade da Conta PROINFA e efeitos pró-modicidade tarifária para o consumidor final (fase 4).

- Custos de Transação e Condições de Despacho do ONS

A sistemática do PROINFA foi condição necessária para minimizar os custos de transação associados aos empreendimentos de energia eólica, biomassa e PCHs.

As garantias de compra da energia pela Eletrobras com valores, índices de correção e prazos definidos minimizaram incertezas e riscos que afligiam os empreendedores e, por conseguinte, impediam maior atratividade aos projetos de energia limpa.

Os custos de transação refletem todos os custos que os agentes enfrentam toda vez que recorrem ao mercado, considerando desde a fase de negociação até a assinatura dos contratos.

Em setores intensivos em capital, as concessões ou instrumentos de garantia de compra da energia gerada (caso do PROINFA e dos leilões de energia nova definidos no Novo Modelo



Institucional do Setor Elétrico Brasileiro) são exemplos de programas que minimizam os custos de transação.

Podemos considerar que os custos de transação também configuravam barreiras à entrada de novos empreendimentos de energia limpa no Brasil, o que foi alterado pelo Programa.

Em última instância, quem financia o programa reduz as barreiras de entrada, minimiza os custos de transação e “limpa” a matriz energética nacional são os cidadãos brasileiros consumidores de energia elétrica (exceto os consumidores na modalidade de baixa renda), ou seja, a obtenção dos créditos de carbono dos empreendimentos do PROINFA é uma forma de minimizar os custos do programa para a coletividade.

As condições do Programa pautaram-se pela clareza, publicidade e transparência. A aprovação de legislação específica sobre o programa permitiu uma redução do risco legal e regulatório, reduzindo os custos de transação.

A análise de adicionalidade também perfaz uma reflexão sobre os custos de transação. Vale frisar que as regras de despacho das usinas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS levam em conta os custos de geração dos empreendimentos.

Vale lembrar que a operação do SIN é realizada pelo ONS que despacha as usinas de forma centralizada e pelo critério do menor custo. Isto significa que, na ausência da geração hidrelétrica, o operador chamará para despachos as usinas termelétricas alimentadas a combustível fóssil e integrantes do sistema. As PCHs do projeto são despachadas prioritariamente (operam na base), fazendo com que usinas termelétricas sejam preteridas. Toda esta sistemática de despacho e comercialização de energia do PROINFA foi decisivo para viabilizar a construção destes empreendimentos e respectivas implicações na matriz elétrica.

- Vantagens absolutas de custos a favor das tecnologias de maior envergadura na matriz elétrica nacional.

A construção das PCHs está intimamente associada à superação das seguintes barreiras:

- Existência de vantagens absolutas de custos a favor das empresas e das tecnologias já estabelecidas;
- Existência de estrutura de custos com significativas economias de escala;
- Existência de elevados requisitos de capital inicial;
- Existência de barreiras tecnológicas.

As fontes de geração termelétrica possuíam amplas vantagens absolutas de custos em relação às tecnologias de PCHs, sobretudo em função das condições advindas do Programa Prioritário de Termelétricas durante o racionamento, melhores condições de acesso a fatores de produção (principalmente tecnologia, recursos humanos), acumulação de economias dinâmicas de aprendizado, melhor acesso ao mercado de capitais, expertise no dimensionamento do risco e ativos que permitem ofertar garantias reais aos financiadores dos projetos.



Além disso, uma grande parcela das novas usinas termelétricas contava com a participação acionária e a envergadura financeira da Petrobras, uma das maiores empresas de energia do mundo.

O menor custo de capital associado ao menor custo de produção de energia elétrica (energia como commodity) - em um ambiente de forte competição na geração – fez com que os empreendimentos térmicos tenham tido nítidas vantagens de custos sobre as fontes alternativas nos primeiros anos da década passada.

Neste contexto, os créditos de carbono são decisivos para ampliar a atratividade e factibilidade das fontes de energia limpa.

Em condições normais, a matriz energética brasileira não contemplaria um amplo leque de fontes alternativas, dada a grande desvantagem das tecnologias entrantes em relação às tecnologias de geração termelétrica e de grandes usinas hidrelétricas.

As tecnologias estabelecidas já auferiram grandes economias de escala (desenvolvimento da indústria de energia elétrica), tendo custos bem inferiores a tecnologias entrantes, como a eólica.

As condições que estabelecem estas barreiras estão relacionadas à escala mínima eficiente (EME) que deve ser levada em conta na análise de viabilidade e inserção econômica de determinada tecnologia.

As barreiras de capital (*capital barriers*) também são perceptíveis em setores intensivos neste fator de produção, haja vista a dificuldade de acesso a fontes de financiamento de longo prazo, custos e riscos envolvidos nestas operações. Vale frisar que a economia brasileira vivenciou uma conjuntura conturbada nos primeiros anos do século XXI.

As barreiras tecnológicas estão associadas à indisponibilidade ou restrições da tecnologia na região, falta de pessoal especializado para operação e manutenção, falta de infra-estrutura necessária para o pleno desenvolvimento da tecnologia e restrições relacionadas à rede de fornecedores de máquinas e equipamentos no mercado doméstico para as tecnologias elegíveis ao MDL.

O surgimento do PROINFA foi fundamental para impulsionar a fabricação e o barateamento dos equipamentos hidromecânicos no Brasil, a expansão dos serviços de engenharia nesta área, maior atratividade para investimentos estrangeiros diretos em território nacional (grande transferência de tecnologia e expansão de atuação de multinacionais no país) e um “mercado” substancialmente robusto para mobilizar o interesse do empresariado nacional em relação às tecnologias de geração limpa.

Esta discussão de custos é extremamente pertinente e oportuna, visto que a redução dos custos incidentes sobre estas tecnologias e das receitas associadas a elas (tais como a venda da energia e os créditos de carbono) interferiram decisivamente na decisão de entrada destes empreendimentos.

- Redução dos Riscos através do MDL e do PROINFA



O MDL e o PROINFA foram fundamentais para minimizar os elevados riscos que impediam a entrada de um grande número de empreendimentos de energia limpa no Brasil.

Em um primeiro momento, é importante esclarecer que os riscos se dividem em risco sistemático (eventos não antecipados que impactam um grande número de ativos e têm efeito amplo no mercado) e não-sistemático (eventos não antecipados que afetam um conjunto específico de ativos), segundo Ross et alli (2002).

Em relação às usinas do PROINFA, os contratos estabelecidos entre a Eletrobras e os empreendedores permitem a redução de ambos os riscos, na medida em que existem cláusulas contratuais que contemplam a ocorrências de fenômenos de diversas naturezas, sejam riscos de mercado ou específicos do setor elétrico.

Dentre as situações cobertas pelo Contrato, convém destacar:

Risco de Venda da Energia – este risco é minimizado, haja vista que a Eletrobras é responsável pela contratação de toda energia oriunda do PROINFA para um prazo de vinte anos (garantia de recebíveis facilitando o acesso às fontes de financiamento de longo prazo);

Risco do Preço e Correção da Energia Contratada – este risco é minimizado, na medida em que o contrato estabelece um preço unitário da energia contratada (R\$/MWh) corrigido pela inflação medida pelo IGP-M;

Risco de Eventos de Força Maior – o contrato permite a revisão dos preços e do cronograma de entrada em função da ocorrência de casos fortuito, força maior, álea econômica extraordinária e extracontratual, dentre outros (esta cláusula diminui drasticamente o risco do empreendimento e os custos dos seguros);

Risco Regulatório – o PROINFA conta com regras claras e está sujeito a fiscalização da ANEEL. Dentre os procedimentos deliberados pela ANEEL, destaque para as autorizações de potências instaladas das usinas, definição da energia que pode ser objeto de contratação, aprovação dos procedimentos de rede, liberação para início da operação em teste, liberação para início da operação comercial, índices de qualidade e demais atos autorizativos.

Paralelamente, os procedimentos para obtenção dos créditos de carbono também contam com regras claras, transparentes e sujeitos a auditoria das validadoras credenciadas, o que reduz as incertezas sobre a legitimidade e operacionalidade deste mecanismo.

Risco Tecnológico – o PROINFA minimizou os riscos tecnológicos, na medida em que criou incentivos para o desenvolvimento da indústria nacional de fornecimento de máquinas e equipamentos para estes setores. O PROINFA possibilitou o aperfeiçoamento da gestão integrada de riscos dos empreendedores, haja vista a diluição dos riscos do negócio, riscos de evento e riscos financeiros.

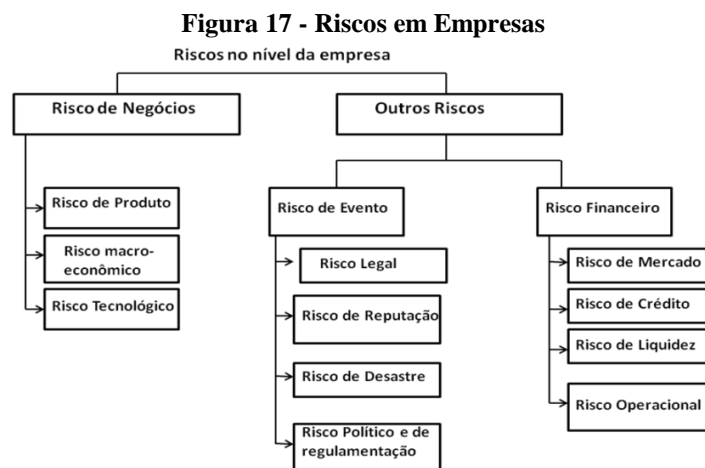
O sucesso do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo também propiciou a ampliação das fontes alternativas em escala global e ampliação dos investimentos em tecnologias de geração limpa.

Risco de Obtenção e Comercialização dos Créditos de Carbono – O PROINFA repassa para o empreendedor uma tarifa de compra de energia decisiva para entrada em operação da usina e assume o risco de obtenção destes créditos. Assim, todos os eventuais benefícios financeiros da



comercialização de créditos de carbono, tanto por força contratual quanto normativa, são de propriedade da Conta PROINFA. Esta espécie de adiantamento ao empreendedor de uma receita capaz de viabilizar as usinas, concomitantemente à assunção dos riscos/benefícios pela Conta PROINFA, reduziram as barreiras relativas às fontes de energia limpa em questão.

A Figura 17 apresenta os diversos riscos associados ao contexto corporativo.



Fonte: Jorion (2003)

- Redução das barreiras tecnológicas e ampliação da atratividade do mercado brasileiro para os fabricantes nacionais e internacionais de máquinas e equipamentos hidromecânicos.

Outra barreira a ser superada residia nas barreiras tecnológicas e na necessidade de desenvolvimento da indústria elétrica associada ao suprimento de máquinas, equipamentos e serviços relativos às fontes de energia renovável.

A prerrogativa da Política Industrial levando-se em conta maior propensão à inovação tecnológica (vertente schumpeteriana) também é pertinente para avaliação do PROINFA e do MDL, na medida em que houve um nítido progresso técnico das empresas brasileiras, transferência de tecnologia entre países e firmas, desenvolvimento de uma vasta produção acadêmica, projetos de pesquisa nas universidades brasileiras, capacitação de mão-de-obra em um segmento altamente especializado e estímulo aos programas de Pesquisa e Desenvolvimento das empresas brasileiras nas áreas de geração de pequenas centrais hidrelétricas, eólica e biomassa.

A parceria na montagem de Sociedades de Propósitos Específicos entre fornecedores de máquinas e equipamentos de tecnologias de geração limpa (nacionais e internacionais), empresas de energia elétrica e fontes de financiamento também foi uma efeito positivo do Programa.

A interação dos múltiplos atores em torno dos empreendimentos PROINFA serviu de experiência para fortalecimento, em um segundo momento, da lógica competitiva entre os agentes privados. A expertise na estruturação de consórcios constituiu-se num elemento decisivo para a redução de custos de geração nos leilões subsequentes realizados pelo Poder Concedente, com resultados significativos em prol da modicidade tarifária.



Desta forma, o Programa viabilizou a diversificação da matriz energética, propiciou a valorização das características e potencialidades regionais e locais (costa litorânea com elevado potencial para geração eólica, maior uso dos recursos hídricos e aproveitamento do bagaço de cana para geração de energia elétrica) e contribuiu para a redução dos gases do efeito estufa. O programa, seguramente, cumpre os requisitos técnicos para elegibilidade aos créditos de carbono, o que permitirá reduzir os custos da diversificação da matriz energética incidentes na tarifa de energia elétrica dos consumidores brasileiros.

A iniciativa, de caráter estrutural alavancou os ganhos de escala, a aprendizagem tecnológica, a competitividade industrial nos mercados interno e externo e, sobretudo, a identificação e a apropriação dos benefícios técnicos, ambientais e socioeconômicos na definição da competitividade econômico-energética de projetos de geração que utilizem fontes limpas e sustentáveis (http://www.mme.gov.br/programas/proinfa/menu/programa/Energias_Renovaveis.html).

Dentre a gama de benefícios previstos pelo PROINFA, convém ressaltar os benefícios sociais (geração de 150 mil postos de trabalho diretos e indiretos durante a construção e a operação, sem considerar os de efeito-renda), tecnológico (investimentos de R\$ 4 bilhões na indústria nacional de equipamentos e materiais), estratégico (complementaridade energética sazonal entre os regimes hidrológico/eólico - NE e hidrológico/biomassa - SE e S), meio ambiente (emissões evitadas de tCO₂) e econômico (investimentos privados de grande monta).

Outra externalidade positiva do PROINFA consiste nos efeitos sinérgicos da cooperação interindustrial. Conforme Kupfer et alli (2002), a consolidação de estruturas em rede conectando diferentes empresas muitas vezes surge a partir da formação de alianças estratégicas pontuais entre elas. Essas alianças envolvem acordos formais e informais entre empresas que permitem um intercâmbio de informações e uma aglutinação de competências, associando-se à estruturação de arranjos cooperativos – em geral de caráter pré-competitivo – que permitem aos agentes explorar oportunidades tecnológicas e mercadológicas promissoras.

A cooperação entre firmas possibilitou a redução de barreiras da entrada, na medida em que propiciou a diversificação dos riscos e maior suporte financeiro em um setor altamente intensivo no capital.

Os créditos de carbono também ampliam a atratividade do negócio e têm impactos perceptíveis nos estudos de viabilidade dos empreendimentos e do próprio programa.

Passo 4: Análise de práticas comuns

A discussão sobre a evolução da matriz energética no período de tomada de decisão para a estruturação dos empreendimentos constitui um elemento relevante para o debate. Esta discussão está intimamente associada à definição da linha de base, adicionalidade e à análise de prática comum.

Neste sentido, é pertinente contextualizar a trajetória das pequenas centrais hidrelétricas no Brasil.

As primeiras experiências de construção de pequenas centrais hidrelétricas no Brasil datam do final do século XIX, cabendo destacar a necessidade de fornecimento de energia elétrica para



indústrias do setor têxtil, mineração e agricultura. É digno de nota que o aproveitamento das quedas d'água interferiam decisivamente na localização das pequenas fábricas (implantadas nas proximidades da usina).

O crescimento da demanda de energia elétrica e dos grandes centros urbanos influenciou na atração das multinacionais de energia, no início do século XX. A partir dos anos 50, as PCHs começam a perder espaço para as grandes usinas, haja vista uma maior interligação do sistema e a necessidade de expansão acelerada da infra-estrutura energética.

No final de 2001, o Brasil contava com 303 PCHs que totalizavam 855 MW e respondiam por apenas 1,1% da capacidade instalada de geração no Brasil (fonte: Banco de Informações da Geração/ANEEL). No mesmo período, o Brasil contava com 600 usinas termelétricas, perfazendo 10.481 MW e 14,0% da matriz elétrica; e 133 usinas hidrelétricas, respondendo por 61.554 MW e 82,2% da matriz. O Brasil, em 2001, apresentava uma potência instalada de termelétricas que superava em 12 vezes a potência das PCHs (ver Tabela 23).

Tabela 23 - Capacidade Instalada de Geração no Brasil 2001 – 2004 (Potência - MW)

Tipo	2001	% total	2002	%	2003	%	2004	%
UHE	61.554	82,2	63.502	79,1	66.460	77,4	67.778	74,7
UTE	10.481	14,0	13.813	17,2	16.130	18,8	19.556	21,6
PCH	855	1,1	895	1,1	1.151	1,3	1.220	1,3
CGH	0	0,0	77	0,1	87	0,1	90	0,1
UTN	1.966	2,6	2.007	2,5	2.007	2,3	2.007	2,2
EOL	21	0,0	22	0,0	22	0,0	29	0,0
SOL	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0
Subtotal	74.877	100,0	80.316	100,0	85.857	100,0	90.680	100,0

Fonte: BIG/ANEEL

O ambiente de negócios no setor elétrico nos fins da década de 1990 foi marcado pelo surgimento de novas instituições (ONS, ANEEL, MAE⁴), reformas setoriais, fortalecimento dos produtores independentes de energia e consumidores livres. É digno de nota o grave racionamento de energia elétrica nos anos de 2001-2002 e suas respectivas reverberações no planejamento da expansão do sistema.

A Tabela 24 permite observar o crescimento acelerado das termelétricas na potência instalada brasileira no período 2001-2004, enquanto que as pequenas centrais hidrelétricas cresciam num ritmo bem inferior.

A expansão das termelétricas está intimamente associada às diretrizes estratégicas do Governo de diminuir a dependência do país em relação às fontes hídricas, à estruturação e operacionalização do Programa Prioritário de Termelétricas – PPT e as medidas emergenciais

⁴ O Mercado Atacadista de Energia (MAE) foi sucedido pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica.



para contenção dos efeitos do racionamento na economia brasileira (através da ampliação da geração de usinas movidas a óleo combustível e a gás natural).

Esta dinâmica só começou a ser revertida a partir da entrada de operação dos empreendimentos do PROINFA nos anos subsequentes.

**Tabela 24- Capacidade Instalada de Geração no Brasil
2001 - 2004 (2001=100)**

Tipo	2001	2002	2003	2004
UHE	100	103	108	110
UTE	100	132	154	187
PCH	100	105	135	143
UTN	100	102	102	102
EOL	100	105	105	138
Subtotal	100	107	115	121

Fonte:BIG/ANEEL

A Figura 18 permite visualizar esta dinâmica.

O Novo Modelo Institucional do Setor Elétrico foi promulgado em 2004, sobretudo a partir da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004 que versa sobre os novos ambientes de contratação de energia elétrica (Ambiente de Contratação Regulada – ACR e Ambiente de Contratação Livre – ACL).

Várias instituições foram criadas: (i) a Empresa de Pesquisa Energética - EPE, que é responsável pelo planejamento de longo prazo do setor elétrico; (ii) Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE, para garantir o abastecimento de energia; e (iii) a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, atuar junto à comercialização de energia.

Fica nítido que as pequenas centrais elétricas não configuram na prática comum da matriz elétrica brasileira e que a expansão iniciada a partir de 2001 centrou-se na geração termelétrica.

Na Figura 19 e na Figura 20, podemos observar a representatividade das termelétricas na matriz elétrica nacional a partir dos anos 2000 e a necessidade de incentivos para maior utilização de fontes renováveis.

Figura 18 - Potência Instalada de Geração de Energia Elétrica no Brasil

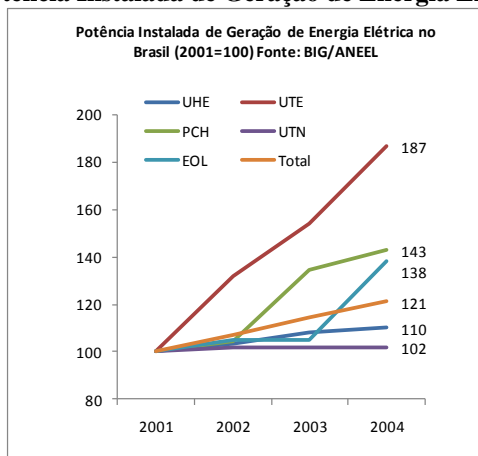




Figura 19 - Participação Relativa da Potência Instalada de PCH em relação à Potência Térmica (2001 – 2004)

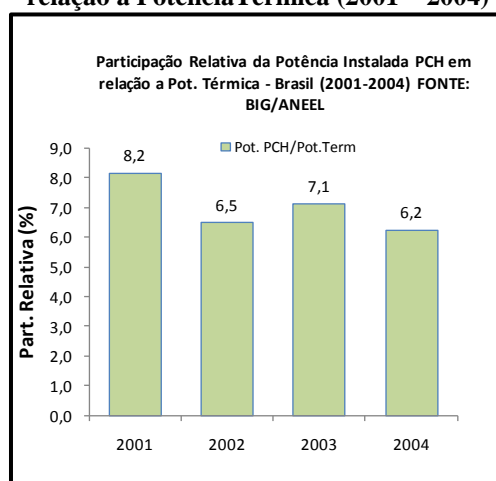
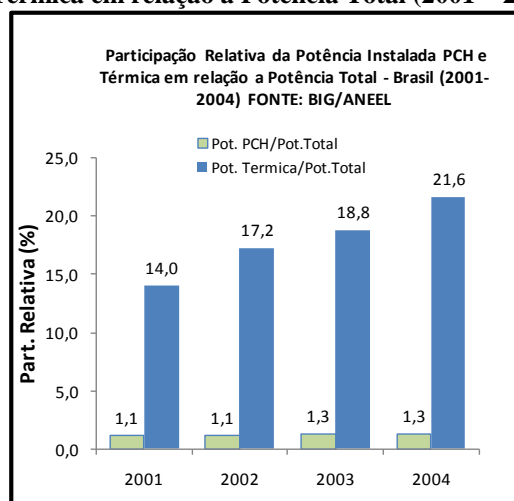


Figura 20 - Participação Relativa da Potência Instalada PCH e Térmica em relação à Potência Total (2001 – 2004)



Neste sentido, o PROINFA e o MDL viabilizaram os empreendimentos de energia limpa alterando a dinâmica da matriz elétrica brasileira, que caminhava gradativamente para uma participação mais incisiva das usinas movidas por combustíveis fósseis.

Era nítido a retro-alimentação entre o PROINFA e o MDL, na medida em que os valores das tarifas do PROINFA em relação à energia contratada junto aos empreendedores exigia a contrapartida para a Conta PROINFA (efeito pró-modicidade) de todos os eventuais benefícios de comercialização das reduções certificadas das emissões - RCEs dos empreendimentos da carteira.

Em uma análise retrospectiva, vale lembrar a criação no final de 2000 e início de 2001 do Programa PCH-COM, antecessor do PROINFA, com o intuito de viabilizar a implantação e revitalização de pequenas centrais hidrelétricas no Brasil. O programa que contava com o suporte da Eletrobras e do BNDES não alcançou os resultados esperados em função do excesso



de garantias financeiras exigidas, conturbado ambiente macroeconômico do período (elevada taxa de juros, forte desvalorização do real frente ao dólar, elevados riscos sistemáticos e não sistemáticos, crise argentina, racionamento), contratos bilaterais de venda de energia de no máximo dez anos e incertezas quanto a negociação da energia não contratada pela Eletrobras (no caso o empreendedor deveria solicitar à Eletrobras a disponibilidade de um montante de energia a ser comercializado por ele com terceiros).

O PROINFA estimulou a fabricação de equipamentos hidromecânicos, haja vista a significativa expansão da demanda e necessidade de aperfeiçoamento tecnológico (Tolmasquim et alli, 2003).

Vale frisar as externalidades positivas do programa no setor de máquinas e equipamentos hidromecânicos, na ampliação dos mercados das empresas de estudos e projetos de PCHs (obras de engenharia, estudos hidrológicos, geológicos, etc), das condições de financiamento destes projetos, na configuração de economias de escala para esta fonte de geração no Brasil, no desenvolvimento de mão-de-obra especializada e incentivos as pesquisas e inovações no setor.

Subpasso 4a: Analisar outras atividades similares à atividade de projeto proposta

De acordo com a ferramenta de adicionalidade (versão 5.2), “os projetos são considerados similares se estiverem no mesmo país/região e/ou dependerem amplamente de tecnologia semelhante, forem em escala semelhante e ocorrerem em um ambiente comparável com relação à estrutura regulatória, clima de investimento, acesso à tecnologia, acesso ao financiamento, etc”. Assim, os seguintes critérios foram considerados para escolher os projetos similares:

- Mesma região dos projetos;
- Mesma escala, isto é, os projetos que possuem capacidade instalada 50% inferior e 50% superior à das usinas que compõe este DCP; e
- Com início de operação comercial entre o início de 2003 e o final de 2005.

Na Tabela 25, são mostradas todas as usinas que se enquadram nas características descritas anteriormente.

Tabela 25 – Usinas similares com entrada em operação entre 2003 e 2005

Nome	UF	Entrada em Operação	MDL	PROINFA
Cachoeira Encoberta	MG	2003	SIM	NÃO
Fumaça	MG	2003	NÃO	NÃO
Furquim	MG	2003	NÃO	NÃO
Granada	MG	2003	SIM	NÃO
Palestina	MG	2003	SIM	NÃO
Ponte	MG	2003	SIM	NÃO
Padre Carlos (Rolador)	MG	2003	NÃO	NÃO
Pai Joaquim	MG	2004	NÃO	NÃO
Ivan Botelho III	MG	2005	SIM	NÃO

Fontes: Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), 2007 e Convenção-quadro das Nações Unidas sobre a mudança do clima (CQNUMC), 2007.



Na análise realizada nas usinas similares ao projeto proposto, identificamos que das 9 usinas listadas na Tabela 25, quatro não possuem incentivo do MDL.

Vale frisar que nenhuma delas participa do PROINFA. É importante destacar que na concepção do PROINFA, foram levados em conta os eventuais benefícios financeiros do MDL como condição indispensável para a viabilização do programa.

Como podemos observar nas tabelas acima, as únicas usinas que entraram em operação comercial no período mencionado e que não receberam nenhum incentivo foram as PCHs Fumaça, Furquim, Pai Joaquim e a PCH Rolador, que atualmente se chama PCH Padre Carlos.

A Alcan Brasil, controladora das PCHs Fumaça e Furquim, é um dos maiores fabricantes de alumínio do país. As referidas PCHs foram as primeiras de uma série de investimentos da Alcan no setor elétrico, investindo na implantação de hidrelétricas para obter capacidade de geração de 60% da energia que consome. Portanto, as PCHs são para auto-produção, visando produzir energia para sua auto-suficiência elétrica.

Desta forma, não podemos comparar uma PCH voltada para auto-consumo de uma empresa de grande porte e alto gasto de energia com PCHs que são destinadas ao suprimento de energia do SIN.

Já as PCHs Pai Joaquim e Padre Carlos são controladas pela Cemig e a DME energética S.A., respectivamente. Enquanto a Cemig é uma companhia controlada pelo governo do Estado de Minas Gerais, a DME Energética S.A. é controlada pelo governo do Município de Poços de Caldas.

Desta forma, julgamos improcedente comparar PCHs controladas por uma empresa de capital privado com PCHs que tem controle de empresas do governo.

Subpasso 4b: Discutir quaisquer opções similares em andamento

Adicionalmente, uma análise comparativa da inserção das pequenas centrais hidrelétricas na matriz elétrica brasileira nos anos de 2003-2005 permite verificar que a grande maioria só entrou em operação em decorrência dos mecanismos do MDL ou do PROINFA (que também leva em conta as eventuais receitas do MDL na sua estruturação).

B.6. Reduções de emissões:

B.6.1. Explicação das escolhas metodológicas:

Emissões do Projeto

Para atividade de projeto de hidrelétrica que resulte em novo reservatório, as emissões do projeto são estimadas de acordo com o procedimento descrito na metodologia ACM 0002.

- a) Se a densidade de potência (PD) da central hidrelétrica for maior que 4 W/m² e menor ou igual a 10 W/m²:

$$PE_y = \frac{EF_{Res} \cdot TEG_y}{1000} \quad (1)$$



Onde:

PE_y = Emissão do reservatório expressa em tCO₂e/ano.

EF_{Res} = é o fator de emissão padrão para emissões dos reservatórios e o valor padrão conforme o EB23 é de 90 kg CO₂e/MWh.

TEG_y = Eletricidade total produzida pela atividade do projeto, incluindo a eletricidade fornecida à rede e a eletricidade fornecida às cargas internas, no ano y (MWh).

b) Se a densidade de potência (PD) da central hidrelétrica for maior que 10 W/m²:

$$PE_y = 0 \quad (2)$$

A densidade de potência da atividade do projeto é calculada como a seguir:

$$PD = \frac{Cap_{PJ} - Cap_{BL}}{A_{PJ} - A_{BL}} \quad (3)$$

Onde:

PD = Densidade de potência da atividade do projeto, em W/m².

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

Cap_{BL} = Capacidade instalada da central hidrelétrica antes da implementação da atividade do projeto (W). Para novas centrais hidrelétricas, este valor é zero.

A_{PJ} = Área do reservatório medida na superfície da água, após a implementação da atividade do projeto, quando o reservatório estiver cheio (m²).

A_{BL} = Área do reservatório medida na superfície da água, antes da implementação da atividade do projeto, quando o reservatório estiver cheio (m²). Para novos reservatórios, esse valor é zero.

Emissões da linha de base

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

$$BE_y = EG_{PJ,y} \cdot EF_{grid,CM,y} \quad (4)$$

Onde:

BE_y = Emissões de linha de base no ano y (tCO₂/ano).

$EG_{PJ,y}$ = Quantidade líquida de eletricidade injetada na rede como resultado da implementação do projeto de MDL no ano y (MWh/ano).

$EF_{grid,CM,y}$ = Fator de emissão de CO₂ da margem combinada para a geração de energia interligada à rede no ano y calculado usando a versão mais recente da “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico” (tCO₂e/MWh).

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



O fator de emissão da rede elétrica é calculado como a média ponderada entre o fator de emissão na margem de operação e o fator de emissão na margem de construção e é expresso em tCO₂/MWh.

$$EF_{grid,CM,y} = w_{OM} \cdot EF_{grid,OM,y} + w_{BM} \cdot EF_{grid,BM,y} \quad (5)$$

Onde:

$EF_{grid,OM,y}$ = Fator de emissão do CO₂ na margem de operação no ano y (tCO₂e/MWh).

$EF_{grid,BM,y}$ = Fator de emissão do CO₂ na margem de construção no ano y (tCO₂e/MWh).

w_{OM} = Peso para o fator de emissão na margem de operação (%).

w_{BM} = Peso para o fator de emissão na margem de construção (%).

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

Os procedimentos para calcular o fator de emissão de CO₂ para a rede brasileira foram desenvolvidos pela Autoridade Nacional Designada – AND com base nas diretrizes fornecidas pela “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”.

Os detalhes do cálculo do fator de emissão da margem de operação, margem de construção, cálculo do fator de emissão da linha de base, definição de subsistema, descrição detalhada da metodologia e os parâmetros e dados usados nos cálculos do fator de emissão podem ser encontrados em www.mct.gov.br.

Reduções de Emissões

As reduções de emissões são calculadas da seguinte maneira:

$$ER_y = BE_y - PE_y \quad (6)$$

Onde:

ER_y = Reduções de emissões no ano y (tCO₂e/ano).

BE_y = Emissões da linha de base no ano y (tCO₂e/ano).

PE_y = Emissões do projeto no ano y (tCO₂e/ano).

Fugas

De acordo com a metodologia, “nenhuma emissão de fugas é considerada. As principais emissões que potencialmente provocam fugas no contexto de projetos do setor elétrico são emissões que surgem em decorrência de atividades como a construção da central elétrica e emissões a montante a partir do uso de combustível fóssil (por exemplo, extração, processamento e transporte). Essas fontes de emissões são negligenciadas”.

B.6.2. Dados e parâmetros disponíveis na validação:



Dado/Parâmetro:	Energia de Referência (ER)
Unidade do dado:	MWh
Descrição:	Energia determinada de acordo com os critérios do Ministério de Minas e Energia.
Fonte do dado usada:	ANEEL
Valor aplicado:	Ver Erro! Fonte de referência não encontrada.
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	Este dado é utilizado para o cálculo das emissões decorrentes dos reservatórios de novas usinas. O dado é obtido na ANEEL.
Comentário:	

Dado/Parâmetro:	Cap_{pi}
Unidade do dado:	MW
Descrição:	Capacidade instalada da atividade do projeto
Fonte do dado usada:	Resolução da ANEEL
Valor aplicado:	Ver Erro! Fonte de referência não encontrada.
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	Ele é usado para calcular a densidade de potência do reservatório.
Comentário:	

Dado/Parâmetro:	A_{pj}
Unidade do dado:	km^2
Descrição:	Superfície do reservatório no nível máximo
Fonte do dado usada:	Resolução da ANEEL
Valor aplicado:	Ver Erro! Fonte de referência não encontrada.
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	Ele será usado para calcular a densidade de potência do reservatório. Tem impacto na aplicabilidade da metodologia e no cálculo das reduções certificadas de emissões das atividades do projeto.
Comentário:	

Dado/Parâmetro:	Energia Contratada (EC)
Unidade do dado:	MWh
Descrição:	Quantidade de energia no ano contratada pela Eletrobras com base no



	montante de Energia de Referência.
Fonte do dado usada:	Contrato do PROINFA.
Valor aplicado:	Ver Erro! Fonte de referência não encontrada.
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	Este dado é utilizado para a previsão das emissões decorrentes da operação da rede de energia. O dado é obtido na CCEE, que mantém sistema de medição para contabilização da energia produzida pela usina para fins de comercialização da energia.
Comentário:	

Dado/Parâmetro:	$EF_{grid,OM,y}$
Unidade do dado:	tCO ₂ /MWh
Descrição:	Fator de emissão de CO ₂ e para a eletricidade substituída na rede elétrica devido à atividade do projeto.
Fonte do dado usada:	Valor calculado pelo Ministério da Ciência e Tecnologia - MCT, com dados oficiais.
Valor aplicado:	0,2476
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	O cálculo do Fator de Emissão da Linha de Base consiste na combinação da margem de operação (OM) e da margem de construção (BM); o cálculo foi realizado a partir dos dados oficiais, de acordo com os procedimentos prescritos na ferramenta de cálculo aprovada do fator de emissão para um sistema de eletricidade.
Comentário:	

Dado/Parâmetro:	$EF_{grid,BM,y}$
Unidade do dado:	tCO ₂ /MWh
Descrição:	Fator de emissão de CO ₂ e para a eletricidade substituída na rede elétrica devido à atividade do projeto
Fonte do dado usada:	Valor calculado pelo Ministério da Ciência e Tecnologia - MCT, com dados oficiais.
Valor aplicado:	0,0794
Justificativa da escolha do dado ou descrição dos métodos e procedimentos de medição realmente aplicados:	O cálculo do Fator de Emissão da Linha de Base consiste na combinação da margem de operação (OM) e da margem de construção (BM); o cálculo foi realizado a partir dos dados oficiais, de acordo com os procedimentos prescritos na ferramenta de cálculo aprovada do fator de emissão para um sistema de eletricidade.
Comentário:	

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

Emissões do Projeto



Os cálculos das emissões do projeto utilizam as equações (1), (2) e (3) e são resumidos na Tabela 26. Como o PD é maior que 10 W/m^2 , os valores de PE_y são iguais a zero. Conforme indicado na seção B.6.1.

Tabela 26 - Cálculo das emissões dos projetos

	C_{appj} (MW)	A_{pj} (km^2)	PD (W/m^2)	EF_{Res} ($\text{kg CO}_2\text{e/MWh}$)	ER (MWh)	PE_y t $\text{CO}_2\text{e/ano}$
São Pedro	30,00	0,12	250,00	--	161.271,0 0	
Carangola	15,00	0,009	1666,6 7	--	83.833,00	
Calheiros	19,00	0,45	42,22	--	95.659,00	
São Simão	27,00	0,72	37,50	--	133.152,0 0	
Funil	22,50	0,202	111,38	--	127.370,0 0	
São Joaquim	21,00	0,063	333,33		116.333,0 0	
Fumaça IV	4,50	0,04	112,50		22.864,00	
Jataí	30,00	0,49	61,22		168.630,0 0	
Irara	30,00	2,58	11,63		159.519,0 0	
Bonfante	19,00	0,209	90,91		118.084,0 0	
Monte Serrat	25,00	0,34	73,53		160.132,0 0	
Santa Fé	30,00	2,05	14,63		228.636,0 0	

Emissões da linha de base

A partir da equação (5) calcula-se o $EF_{grid, CM, y}$:

$$EF_{grid, CM, y} = 0,5 \cdot 0,2476 + 0,5 \cdot 0,0794 = 0,1635 \frac{tCO_2}{MWh}$$

Como descrito anteriormente os valores de $EF_{grid, OM, y}$ e $EF_{grid, BM, y}$ são dados fornecidos pelo MCT.

De posse de $EF_{grid, CM, y}$ e da Energia Contratada, calcula-se, conforme a equação (4), as emissões de linha de base que são resumidas na Tabela 27.



Tabela 27- Cálculo das emissões da linha de base

	EC (MWh/ano)	EF _{grid,CM,y} (tCO ₂ /MWh)	BE _y (tCO ₂ e/ano)
São Pedro	159.822,00	0,1635	26.130,90
Carangola	83.456,00	0,1635	13.645,06
Calheiros	94.037,00	0,1635	15.375,05
São Simão	131.717,00	0,1635	21.535,73
Funil	124.615,00	0,1635	20.374,55
São Joaquim	115.624,00	0,1635	18.904,52
Fumaça IV	22.272,00	0,1635	3.641,47
Jataí	164.954,00	0,1635	26.969,98
Irara	156.378,00	0,1635	25.567,80
Bonfante	95.404,00	0,1635	18.948,51
Monte Serrat	115.893,00	0,1635	25.541,15
Santa Fé	156.215,00	0,1635	36.837,04

Reduções de Emissões

As reduções de emissões são calculadas a partir da equação (6) e resumidas na Tabela 28.

Tabela 28 - Cálculo das reduções de emissões

	BE _y (tCO ₂ e/ano)	PE _y tCO ₂ e/ano	ER _y (tCO ₂ e/ano)
São Pedro	26.130,90	0,00	26.130,90
Carangola	13.645,06	0,00	13.645,06
Calheiros	15.375,05	0,00	15.375,05
São Simão	21.535,73	0,00	21.535,73
Funil	20.374,55	0,00	20.374,55
São Joaquim	18.904,52	0,00	18.904,52
Fumaça IV	3.641,47	0,00	3.641,47
Jataí	26.969,98	0,00	26.969,98
Irara	25.567,80	0,00	25.567,80
Bonfante	18.948,51	0,00	18.948,51
Monte Serrat	25.541,15	0,00	25.541,15
Santa Fé	36.837,04	0,00	36.837,04

Fugas



De acordo com a metodologia, “nenhuma emissão de fugas é considerada. As principais emissões que potencialmente provocam fugas no contexto de projetos do setor elétrico são emissões que surgem em decorrência de atividades como a construção da central elétrica e emissões a montante a partir do uso de combustível fóssil (por exemplo, extração, processamento e transporte). Essas fontes de emissões são negligenciadas”.

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

Na Tabela 29 e na Tabela 30 podemos observar as reduções de emissões *ex-ante* durante o período de obtenção de crédito de 10 anos. A atividade do projeto tem potencial de reduzir 2.534.717,66 toneladas de emissões de CO₂ equivalente durante o período de crédito de 10 anos.

Tabela 29 - Cálculo das reduções de emissões

Ano	Bonfante	Calheiros	Carangola	Fumaça IV	Funil	Itararé
2011(*)	9.474,26	7.687,53	6.822,53	1.820,74	10.187,28	12.783,90
2012	18.948,51	15.375,05	13.645,06	3.641,47	20.374,55	25.567,80
2013	18.948,51	15.375,05	13.645,06	3.641,47	20.374,55	25.567,80
2014	18.948,51	15.375,05	13.645,06	3.641,47	20.374,55	25.567,80
2015	18.948,51	15.375,05	13.645,06	3.641,47	20.374,55	25.567,80
2016	18.948,51	15.375,05	13.645,06	3.641,47	20.374,55	25.567,80
2017	18.948,51	15.375,05	13.645,06	3.641,47	20.374,55	25.567,80
2018	18.948,51	15.375,05	13.645,06	3.641,47	20.374,55	25.567,80
2019	18.948,51	15.375,05	13.645,06	3.641,47	20.374,55	25.567,80
2020	18.948,51	15.375,05	13.645,06	3.641,47	20.374,55	25.567,80
2021(*)	9.474,26	7.687,53	6.822,53	1.820,74	10.187,28	12.783,90
Total (tCO₂e)	189.485,11	153.750,51	136.450,60	36.414,71	203.745,51	255.678,00
	975.524,44					

Tabela 30- Cálculo das reduções de emissões

Ano	Jataí	Monte Serrat	Santa Fé I	São Joaquim	São Pedro	São Simão
2011(*)	13.484,99	12.770,58	18.418,52	9.452,26	13.065,45	10.767,87
2012	26.969,98	25.541,15	36.837,04	18.904,52	26.130,90	21.535,73
2013	26.969,98	25.541,15	36.837,04	18.904,52	26.130,90	21.535,73
2014	26.969,98	25.541,15	36.837,04	18.904,52	26.130,90	21.535,73
2015	26.969,98	25.541,15	36.837,04	18.904,52	26.130,90	21.535,73
2016	26.969,98	25.541,15	36.837,04	18.904,52	26.130,90	21.535,73
2017	26.969,98	25.541,15	36.837,04	18.904,52	26.130,90	21.535,73
2018	26.969,98	25.541,15	36.837,04	18.904,52	26.130,90	21.535,73
2019	26.969,98	25.541,15	36.837,04	18.904,52	26.130,90	21.535,73
2020	26.969,98	25.541,15	36.837,04	18.904,52	26.130,90	21.535,73
2021(*)	13.484,99	12.770,58	18.418,52	9.452,26	13.065,45	10.767,87



Total (tCO₂e)	269.699,80	255.411,51	368.370,40	189.045,20	261.309,00	215.357,31
	1.559.193,22					

(*) Para o ano de 2011 foi considerado apenas o segundo semestre e para o ano de 2021 foi considerado apenas o primeiro semestre.

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

B.7.1. Dados e parâmetros monitorados:

Dado/Parâmetro:	EF _{OM}
Unidade do dado:	tCO ₂ /MWh
Descrição:	Fator de emissão da margem de operação calculado pelo MCT
Fonte do dado a ser usada:	MCT
Valor do dado aplicado para fins de cálculo das reduções de emissões esperadas na seção B.5	0,2476
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	O fator de emissão <i>ex-post</i> será calculado pelo MCT com os dados do ONS. O EF _{OM} será calculado e monitorado pelo MCT e pelo ONS.
Procedimentos de GQ/CQ a serem aplicados:	O nível de incerteza dos dados é baixo
Comentário:	

Dado/Parâmetro:	EF _{BM}
Unidade do dado:	tCO ₂ /MWh
Descrição:	Fator de emissão da margem de construção calculado pelo MCT
Fonte do dado a ser usada:	MCT
Valor do dado aplicado para fins de cálculo das reduções de emissões esperadas na seção B.5	0,0794
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	O fator de emissão <i>ex-post</i> será calculado pelo MCT com os dados do ONS. O EF _{BM} será calculado e monitorado pelo MCT e pelo ONS.
Procedimentos de GQ/CQ a serem aplicados:	O nível de incerteza dos dados é baixo



Comentário:	
-------------	--

Dado/Parâmetro:	EG _v
Unidade do dado:	MWh
Descrição:	Medição da energia interligada à rede e relatório anual de geração de energia
Fonte do dado a ser usada:	Medidor de energia e recibo de compra de eletricidade
Valor do dado aplicado para fins de cálculo das reduções de emissões esperadas na seção B.5	São Pedro 159.822 Carangola 83.456 Calheiros 94.037 São Simão 131.717 Funil 124.615 São Joaquim 115.624 Fumaça IV 22.272 Jataí 164.954 Irara 156.378 Bonfante 115.893 Monte Serrat 156.215 Santa Fé 225.303
Descrição dos métodos e procedimentos de medição a serem aplicados:	A eletricidade fornecida à rede será monitorada pelo projeto (vendedor) e pelo comprador de eletricidade por meio do medidor de eletricidade interligado à rede e através da nota fiscal (verificação cruzada). Esses dados serão registrados a cada hora para cálculo das reduções de emissões (medição de hora em hora e registro mensal).
Procedimentos de GQ/CQ a serem aplicados:	Os equipamentos usados terão um nível de incerteza extremamente baixo por exigências legais.
Comentário:	

B.7.2. Descrição do plano de monitoramento:

De acordo com a versão 08 da metodologia aprovada ACM0002, o plano de monitoramento consistirá no monitoramento da geração de eletricidade pela atividade do projeto proposto e dos parâmetros de fator de emissão de construção e operação.

A energia gerada nas PCH's São Pedro, Carangola, Calheiros, São Simão, Funil, São Joaquim, Fumaça IV, Jataí, Irara, Bonfante, Monte Serrat, Santa Fé são aferidas e monitoradas por um sistema de medição e faturamento definido de acordo com um procedimento padrão utilizado em todos os sistemas de geração de energia. Este procedimento é realizado pelo proprietário conforme os procedimentos técnicos estabelecidos no sub-módulo 12 do manual do ONS.

Os medidores serão previamente calibrados.



O sistema de monitoramento e medição, denominado Sistema de Medição para Faturamento (SMF), consiste em um painel medidor e um link de satélite para comunicar e enviar os dados para a CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica). O painel medidor é composto de um medidor principal e um medidor reserva, conectados simultaneamente ao painel. Em caso de problema no medidor principal, o medidor reserva automaticamente continua a medição da energia, sem qualquer descontinuidade.

Após a instalação e o comissionamento, ambos os medidores (principal e reserva) serão lacrados, assim como os painéis dos equipamentos de medição (TC e TP) no terreno da subestação, assegurando a inviolabilidade do sistema. Antes de sua operação efetiva, o SMF será calibrado em laboratórios acreditados, de acordo com os procedimentos e em concordância com os padrões para equipamentos domésticos e importados.

Os certificados de calibração serão guardados pelo proprietário e disponibilizadas ao verificador sempre que por este solicitado. O equipamento é calibrado a cada dois anos, e as certificações de calibração anexadas aos relatórios de acompanhamento. Se ocorrerem discrepâncias significativas nas leituras, ambos os medidores são novamente calibrados.

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

A energia registrada pelo medidor principal fornece evidências suficientes para os propósitos de faturamento, desde que a margem de erro esteja dentro dos limites autorizados. Todos os medidores serão calibrados para certificar a sua precisão, a qual não poderá ser menor que +/- 0,2%.

Caso sejam encontrados erros maiores que os permitidos pela regulamentação, os medidores serão retirados do painel e submetidos aos reparos e calibrações necessários. Se, em algum dos meses anteriores, a leitura do medidor principal não estiver correta (erro maior que o esperado), ou se o medidor não funcionar corretamente, o total de energia gerada será determinado primeiramente pela leitura do medidor reserva, a menos que alguma das partes prove que esta leitura não está correta.

Os dados da energia gerada por cada um dos projetos são disponibilizados no site da CCEE de modo acessível a terceiros. Vale frisar que os montantes de energia gerada são insumos para o cálculo das emissões evitadas e respectivos créditos de carbono.

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



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

Data de Conclusão da Aplicação do Estudo da Linha de Base e da Metodologia de Monitoramento: 30/03/2011

Nome da Pessoa e Entidade Responsável

Empresa: Centrais Elétricas Brasileiras S/A
Endereço: Rua do Ouvidor, 107, 3º andar
CEP: 20040-030, Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.
País: Brazil
Contato: Fernando Antônio Chagas
Cargo: Chefe do Depto de Comercialização
Telefone: +55 (21) 2514-6287
Fax: +55 (11) 2514 5811
E-mail: fernandochagas@eletrobras.com

Eletrobras é a executora do PROINFA.



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

C.1. Duração da atividade do projeto:

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

A data de início da atividade do projeto refere-se à assinatura do contrato de compra e venda de energia estabelecido entre o empreendedor e a Eletrobras no âmbito do Proinfa, conforme Tabela 31 a seguir:

Tabela 31 - Usinas integrantes da atividade do projeto

PCH	Data da Assinatura do Contrato PROINFA
São Pedro	30/06/2004
Carangola	30/06/2004
Calheiros	30/06/2004
São Simão	30/06/2004
Funil	30/06/2004
São Joaquim	30/06/2004
Fumaça IV	30/06/2004
Jataí	30/06/2004
Irara	30/06/2004
Bonfante	30/06/2004
Monte Serrat	30/06/2004
Santa Fé	30/06/2004

C.1.2. Estimativa da vida útil operacional da atividade do projeto:

25 anos, 0 meses.

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

C.2.1. Período de obtenção de créditos renovável:

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

Não se aplica

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

Não se aplica



C.2.2. Período de obtenção de créditos fixo:

C.2.2.1. Data de início:

01/07/2011

C.2.2.2. Duração:

10 anos, 0 meses.

SEÇÃO D. Impactos ambientais

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

O PROINFA é um programa do governo federal brasileiro que concede incentivos a fontes alternativas de energia. Dentre seus objetivos estão o aumento da participação da energia elétrica produzida por empreendimentos concebidos com base em fontes eólica, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas (PCH) no Sistema Interligado Nacional (SIN), a fim de contribuir para as reduções das emissões atmosféricas de gases de efeito estufa.

Para atender às exigências do governo brasileiro em relação à regulamentação de aspectos do licenciamento ambiental estabelecidos na Política Nacional de Meio Ambiente, é necessário que empreendimentos potencialmente causadores de impactos obtenham as devidas licenças de acordo com o estabelecido pela Resolução Conselho Nacional de Meio Ambiente - CONAMA 237/97.

O Guia de Habilitação do PROINFA requereu que os interessados apresentassem a Licença Ambiental de Instalação – LI relativa ao projeto candidato, em plena vigência, emitida pelo órgão estadual competente, integrante do Sistema Nacional do Meio Ambiente - SISNAMA ou, em caráter supletivo, pelo Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e Recursos Naturais Renováveis - IBAMA, oficialmente publicada, e todos os seus anexos. Em caso de renovação, exigiu-se a apresentação de todas as licenças precedentes.

Os empreendimentos agrupados neste DCP obtiveram dos órgãos ambientais competentes as licenças ambientais exigidas para a instalação e construção. O histórico das licenças de operação está detalhado abaixo para cada empreendimento:

PCH	Órgão Ambiental	Nº da Licença de Operação	Data de emissão da LO	Data de validade da LO
São Pedro	Instituto Estadual de Meio Ambiente e Recursos Hídricos – IEMAS/ES	LO-GCA/SAIA/Nº 030/2009	03/02/2009	03/02/2013
Carangola	Secretaria de Estado do Meio Ambiente e Desenvolvimento Sustentável - SEMAD	LO Nº 0089/ZM	22/10/2007	22/10/2013



FORMULÁRIO DO DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DO PROJETO
(CDM PDD) - Versão 3



MDL – Conselho Executivo

página 60

PCH	Órgão Ambiental	Nº da Licença de Operação	Data de emissão da LO	Data de validade da LO
Calheiros	Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis - IBAMA	686/2007	31/10/2007	31/10/2011
São Simão	Instituto Estadual de Meio Ambiente e Recursos Hídricos – IEMAS/ES	LO-GCA/SAIA/Nº 295/2008	07/11/2008	07/11/2012
Funil	Secretaria de Estado do Meio Ambiente e Desenvolvimento Sustentável – SEMAD/MG	378/2007	27/12/2007	27/12/2001
São Joaquim	Instituto Estadual de Meio Ambiente e Recursos Hídricos – IEMAS/ES	LO-GCA/SAIA/Nº 351/2007	26/12/2007	26/12/2011
Fumaça IV	Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis - IBAMA	739/2008	23/04/2008	23/04/2012
Jataí	Agência Goiana de Meio Ambiente – AGMA/GO	18/2009	14/01/2009	21/01/2012
Irara	SEMARH - Secretaria do Meio Ambiente e dos Recursos Hídricos do Estado de Goiás/GO	1185/2010	22/12/2010	10/01/2020
Bonfante	Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis - IBAMA	756/2008	11/06/2008	11/06/2012
Monte Serrat	Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis - IBAMA	811/2008	29/12/2008	29/12/2012
Santa Fé	Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis - IBAMA	702/2007	20/12/2007	20/12/2011



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

Segundo Resolução da ANEEL nº 652 de 9 de dezembro de 2003, pequenas centrais hidrelétricas - PCHs devem ter potência superior a 1 MW e inferior ou igual a 30 MW e uma área de reservatório inferior a 3 km². No caso de o aproveitamento hidrelétrico não atender a condição de área do reservatório, respeitados os limites de potência e modalidade de exploração, fica estabelecido que a área do reservatório poderá atingir até 13 km².

As Pequenas Centrais Hidrelétricas são uma alternativa para a produção de energia elétrica de forma sustentável, pois implicam em menores impactos ambientais no território na medida em que formam reservatórios menores.

Alguns dos principais impactos associados à construção e operação de Pequenas Centrais Hidrelétricas estão descritos a seguir:

Meio Físico:

- Interferência no microclima local;
- Alteração do regime hídrico;
- Alteração na dinâmica e composição dos sedimentos a montante e a jusante da barragem;
- Interferência nos usos múltiplos do recurso hídrico: navegação, irrigação, abastecimento, controle de cheias, lazer, turismo etc.;
- Elevação do lençol freático.

Meio Biótico:

- Alteração da estrutura físico-química e biológica do ambiente;
- Fragmentação de formações vegetais;
- Alteração da estrutura das comunidades locais e das redes tróficas.

Meio Sócio-econômico e cultural:

- Interferência na organização físico-territorial urbana e rural;
- Proliferação de zoonoses e vetores de moléstias;
- Perda de atividades econômicas (agropecuária, extrativismo vegetal, mineral e atividades pesqueiras);
- Inundação de sítios arqueológicos;
- Desaparecimento de sítios paisagísticos, de edificações de valor cultural e sítios espeleológicos.



Os impactos listados acima foram analisados nas fases do licenciamento ambiental dos referidos empreendimentos, sendo considerados na elaboração dos estudos ambientais para a obtenção das licenças. A fim de mitigar ou compensar os impactos acima, entre outros não descritos neste DCP, foram implementadas as seguintes ações sócio-ambientais para cada empreendimento:

PCH Bonfante:

Projeto de recuperação de áreas degradadas; Monitoramento da qualidade das águas e Ictiofauna; Compensação das Atividades Minerárias; Monitoramento do Nível do Lençol Freático; Recuperação das Margens e Controle dos Processos Erosivos; Indenização de propriedades e benfeitorias e de remanejamento de população; Saneamento ambiental; Recreação e lazer; Informações à comunidade; Plano ambiental para a construção; Patrimônio Histórico; Plano Ambiental de Conservação e Uso do Reservatório; Limpeza da Área do Reservatório.

PCH Calheiros:

Projeto Básico de Infra-Estrutura; Programa de Acompanhamento do Assoreamento do Reservatório; Programa de Monitoramento de Processos Erosivos às Margens do Reservatório; Plano de Retirada de Vegetação Arbórea na Área Diretamente Afetada; Projeto de Reabilitação de Áreas Degradadas; Medidas de Mitigação para o Trecho de Vazão Reduzida; Programa Resgate da Ictiofauna; Projeto de Monitoramento de Lontras; Programa de Resgate de Fauna; Programa de Monitoramento limnológico e de Qualidade da Água; Programa de Relacionamento Comunidade - Comunicação Social; Programa de Apoio aos Municípios; Programa de Saúde da Mão-de-Obra; Projeto de Prospecção de Arqueológica; Projeto de Negociação de Terras; Plano Ambiental de Conservação e Uso do Entorno do Reservatório; Gerência Ambiental; Programa de Consolidação da Unidade de Conservação; Projeto de Monitoramento da Herpetofauna.

PCH Carangola:

Programa de Controle do Canteiro de Obras; Programa de Reabilitação das Áreas Degradadas; Programa de Recomposição da Mata Ciliar; Programa de Resgate da Flora; Projeto de Desmate; Programa de Monitoramento da Qualidade das Águas; Programa de Conservação da Ictiofauna; Programa de Acompanhamento e Resgate da Ictiofauna; Subprograma de Implantação do Mecanismo de Transposição; Programa de Comunicação Social; Programa de Educação Ambiental; Programa de Negociação; Programa de Recomposição da Infra-Estrutura Afetada; Programa de Ações Junto a Comunidade e Poder Público Municipal; Plano de Monitoramento Socio-econômico; Programa de Segurança e Alerta; Programa de Educação Patrimonial/Resgate Arqueológico; Plano Ambiental de Conservação e Uso do Entorno do Reservatório; Programa de Coordenação Ambiental; Projeto de Apoio à Atividade do Turismo e Lazer; Plano de Assistência Social CEAS.

PCH Fumaça IV:

Programa de Controle de Efluentes e Resíduos do Canteiro de Obras; Programa de Controle de Processos Erosivos; Programa de Reabilitação das Áreas Degradadas; Programa de Monitoramento Limnológico e da Qualidade das Águas; Programa de Recuperação das Matas Ciliares; Programa de Desmatamento; Programa de Compensação Ambiental; Programa de Conservação da Ictiofauna; Projeto de Resgate da Fauna; Projeto de Monitoramento de Lontras; Programa de Comunicação Social; Programa de Educação Ambiental; Programa de Prospecção Arqueológica; Programa de Negociação de Terras; Programa de Educação Patrimonial; Programa de Ações Junto à Comunidade e o Poder Público Municipal; Programa de Registro e Memória da Cachoeira da Fumaça; Programa de Revitalização da



Cachoeira da Emília; Plano Ambiental de Conservação e Uso do Entorno do Reservatório; Programa de Coordenação Ambiental.

PCH Funil:

Programa de Controle Ambiental do Canteiro de Obras; Programa de Monitoramento dos Processos Erosivos do Reservatório; Projeto de Reabilitação da Áreas Degradadas; Programa de Resgate de Flora; Programa de Desmate; Programa de Recomposição das Matas Ciliares; Programa de Conservação da Ictiofauna; Programa de Resgate da Ictiofauna; Programa de Monitoramento da Qualidade das Águas; Programa de Monitoramento da Avifauna; Programa de Resgate de Fauna; Programa de Educação Ambiental; Programa de Comunicação Social; Programa de Negociação de Terras; Programa de Educação Patrimonial; Prospecção Arqueológica; Programa de Apoio a Comunidade e Poder Público; Programa de Saúde; Plano de Assistência Social – CEAS; Plano Ambiental de Uso do Entorno; Programa de Monitoramento Socio-econômico; Programa de Acompanhamento do Assoreamento do Reservatório; Programa de Coordenação Ambiental.

PCH Irara:

Gestão Ambiental; Projeto de Informação Ambiental; Projeto de educação ambiental; Segurança e alerta; Saúde; Resgate do patrimônio arqueológico; Negociação de terras; Plano diretor do reservatório e entorno; Projeto de recuperação de áreas degradadas; Vazões Afluentes e Defluentes; Desmate da Bacia de Acumulação; Projeto de resgate da flora; Incentivo a Recomposição da Vegetação Ciliar; Projeto de Prevenção e Combate a Incêndios; Salvamento da fauna; Resgate da ictiofauna; Monitoramento da avifauna, herpetofauna e mastofauna; Monitoramento da ictiofauna; Monitoramento da qualidade das águas; Monitoramento e controle de macrófitas aquáticas; Criação de Unidade de Conservação.

PCH Jataí:

Programa de Educação Ambiental e Saúde da Mão-de-Obra; Resgate da Flora e Recomposição Paisagística da Área; Programa de Monitoramento e Manejo da Fauna; Programa de Criação do Parque Linear; Programa de Controle e Monitoramento de Insetos; Programa de Recuperação de Áreas Degradadas; Programa de Monitoramento e Manejo da Avifauna; Programa de Conservação e Salvamento da Ictiofauna; Programa de Gerenciamento Ambiental; Programa de Controle de Assoreamento; Programa de Controle de Acampamento e Instalações; Programa de Controle Ambiental no Trecho de Vazão Reduzida; Programa de Negociação de Terras e Benfeitorias; Programa de Apoio Institucional; Plano Ambiental de Conservação e Uso do Entorno do Reservatório; Programa de Monitoramento da Qualidade das Águas; Programa de Informação Ambiental para população do Entorno; Programa de Levantamento e Resgate do Patrimônio Arqueológico; Programa de Prevenção de Acidentes com Animais Peçonhentos.

PCH Monte Serrat:

Projeto de recuperação de áreas degradadas; Monitoramento da qualidade das águas e Ictiofauna; Compensação das Atividades Minerárias; Monitoramento do Nível do Lençol Freático; Recuperação das Margens e Controle dos Processos Erosivos; Indenização de propriedades e benfeitorias e de remanejamento de população; Saneamento ambiental; Recreação e lazer; Informações à comunidade; Plano ambiental para a construção; Patrimônio Histórico; Plano Ambiental de Conservação e Uso do Reservatório; Limpeza da Área do Reservatório.



PCH Santa Fé:

Programa de Recuperação de Áreas Degradadas; Programa de Limpeza Seletiva da Bacia de Acumulação e Supressão de Vegetação; Programa de Compensação Ambiental; Programa de Reorganização da Infra-Estrutura; Programa de Indenizações de Terras e Benfeitorias; Programa de Proteção das Margens do Rio e dos Reservatórios; Programa de Estudos e Preservação do Patrimônio Arqueológico; Programa de Levantamento e Salvamento do Patrimônio Arqueológico; Programa de Valorização Patrimonial; Programa de Apoio às Atividades de recreação e Lazer; Programa Conservação da Fauna e Flora; Programa de Monitoramento e Conservação da Ictiofauna; Programa de Monitoramento Hidrossedimentológico e das Vazões; Programa de Monitoramento da Qualidade da Água e Limnologia; Programa de Comunicação Social; Programa de Educação Ambiental; Programa de Monitoramento do Lençol Freático; Programa de Acompanhamento dos Direitos Minerários; Plano de Conservação e Uso dos Reservatórios.

PCH São Joaquim:

Programa de Monitoramento Climatológico; Programa de Monitoramento Hídrico; Programa de Caracterização da Cunha Salina na Região de Anchieta; Programa de Apoio ao Programa Municipal de Recuperação de Microbacias; Programa de Recuperação das Áreas Degradadas; Plano de Monitoramento da Ictiofauna; Programa de Resgate da Fauna; Programa de Comunicação Social; Programa de Lazer e Desenvolvimento Turístico; Programa de Revegetação do Entorno do Reservatório; Programa de Educação Ambiental; Programa de Priorizar a Contratação de Mão-de-Obra Local; Programa de Conservação da Flora; Plano Ambiental de Construção; Programa de Implantação de uma Unidade de Conservação; Projeto de Prospecção Arqueológica; Programa de Negociação de Terras.

PCH São Pedro:

Programa de Prevenção, Controle e Acompanhamento de Processos Erosivos; Plano de Monitoramento Quali-Quantitativo dos Recursos Hídricos; Projeto de Levantamento das Cargas Poluidoras no Córrego do Gordo e Rio Jucu Braço Norte; Controle de Emissão Atmosférica; Programa de Coleta de Sementes e Produção de Mudanças; Programa de Salvamento de Bromeliaceae, Cactaceae, Orchidaceae e outras Herbáceas; Programa de Recuperação das Áreas Degradadas; Programa de Revegetação no Entorno do Reservatório; Programa de Resgate de Fauna; Programa de Monitoramento da Ictiofauna, Herpetofauna, Avifauna e Mastofauna; Plano de Monitoramento Quali-Quantitativo das Comunidades Planctônicas; Plano Ambiental de Conservação e Uso do Entorno do Reservatório; Programa de Criação da Unidade de Conservação; Programa de Educação Ambiental; Programa de Incentivo ao Turismo e a Recreação; Programa de Prospecção Arqueológica.

PCH São Simão:

Programa de Educação Ambiental; Programa de Prevenção, Controle e Acompanhamento de Processos Erosivos; Plano de Monitoramento Quali-Quantitativo dos Recursos Hídricos; Plano de Recuperação das Áreas Degradadas; Programa de Coleta de Sementes e Produção de Mudanças;



Programa de Salvamento de Bromeliaceae, Cactaceae e Orchidaceae; Programa de Revegetação no Entorno do Reservatório; Programa de Monitoramento da Ictiofauna, Herpetofauna, Avifauna e Mastofauna; Programa de Adoção ou de Criação de Unidades de Conservação; Programa de Resgate de Fauna; Programa de Incentivo ao Turismo e a Recreação; Programa de Prevenção de Acidentes; Programa de Prospecção Arqueológica.

SEÇÃO E. Comentários das partes interessadas

>>

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

>>

E.2. Síntese dos comentários recebidos:

>>

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

>>



Anexo 1

INFORMAÇÕES DE CONTATO DOS PARTICIPANTES DA ATIVIDADE DO PROJETO

Organização:	Eletrobras - PROGRAMA DE INCENTIVOS A FONTES ALTERNATIVAS - PROINFA
Rua/Caixa Postal:	Rua do Ouvidor, 107 – 3º andar
Edifício:	Leonel Miranda
Cidade:	Rio de Janeiro
Estado/Região:	Rio de Janeiro/ Centro
CEP:	20040-030
País:	Brasil
Telefone:	(021) 2514-6287
FAX:	(021) 2514 5811
E-Mail:	fernandochagas@eletrobras.com
URL:	
Representado por:	Fernando Antônio Chagas
Cargo:	Chefe do Depto de Comercialização
Forma de tratamento:	
Sobrenome:	Chagas
Nome:	Fernando
Departamento:	Departamento de Comercialização - ECC
Celular:	
FAX direto:	(021) 2514 5811
Tel. direto:	
E-mail pessoal:	



BIBLIOGRAFIA

BONOMI, Claudio A. et all. **Project Finance no Brasil: Fundamentos e Estudos de Casos**. São Paulo: Atlas, 2004.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, EPE. **A questão socioambiental no planejamento da expansão da oferta de energia elétrica**. Rio de Janeiro, EPE, 2006.

FRONDIZI, Isaura Maria de Rezende Lopes. **O mecanismo de desenvolvimento limpo: guia de orientação 2009**. Rio de Janeiro: Imperial Novo Milênio, FIDES, 2009.

JORION, Phillippe. **Value at risk: a nova fonte de referência para a gestão do risco financeiro**. São Paulo: Bolsa de Mercadorias & Futuros, 2003.

KUPFER, David. **Economia Industrial: fundamentos teóricos e práticos no Brasil**. Rio de Janeiro: Elsevier, 2002 – 6º impressão.

PINTO Jr, Helder Queiroz et all. **Economia da Energia: fundamentos econômicos, evolução histórica e organização industrial**. Rio de Janeiro: Elsevier, 2007.

ROSS, Stephen A. **Princípios da administração financeira**. São Paulo: Atlas, 2000.

TOLMASQUIM, Maurício Tiommo et all. **Fontes Renováveis de energia no Brasil**. Rio de Janeiro: Interciência: CENERGIA, 2003.

TOLMASQUIM, Maurício Tiommo et all. **Alternativas Energéticas Sustentáveis no Brasil**. Rio de Janeiro: Relume Dumará: COPPE: CENERGIA, 2004.

Sites:

WWW.ANEEL.GOV.BR

WWW.MME.GOV.BR

WWW.MCT.GOV.BR

WWW.UNFCCC.COM
