

2

Eletrobras DCP PCHs Brookfield
versão 3.5
Português

Atendimento Ressalvas Ofício nº 42465/2016/SEI-MCTIC



**Formulário de documento de projeto para
atividades de projeto do MDL**

(Versão 08.0)

Preencha este formulário de acordo com o "Anexo: Instruções para preencher o formulário de relatório de validação para atividades de projeto do MDL" ao fim deste formulário.

DOCUMENTO DE PROJETO (DCP)

| | |
|--|---|
| Título da atividade de projeto | Empreendimentos nas Pequenas Centrais Hidrelétricas Caçador, Cotiporã, Linha Emília, Piranhas e Ponte Alta, chamadas de grupo ("agrupamento"). |
| Número da versão do relatório de validação | 3.5 |
| Data de conclusão do relatório de validação | 19/12/2016 |
| Participante (s) do Projeto | Centrais Elétricas Brasileiras S/A – ELETROBRÁS Caçador Energética S.A. Cotiporã Energética S.A. Linha Emília Energética S.A. Serra Negra Energética S.A Energética Ponte Alta S.A |
| Anfitrião | Brasil |
| Metodologia aplicada e, quando aplicável, linhas de base padronizadas aplicadas | ACM0002: "Geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis" (versão 17.0). |
| Escopos setoriais e metodologias selecionados | Escopo Setorial: 1 – Indústrias da energia (fontes renováveis - / não renováveis). |
| Valor estimado para reduções de emissões de GEE médias anuais | 215.363 tCO ₂ e |

SEÇÃO A. Descrição da atividade de projeto

A.1. Objetivo e descrição geral da atividade de projeto

>>

O principal objetivo da atividade de projeto proposta é ajudar a atender à crescente demanda por energia do Brasil devido ao crescimento econômico e melhorar o fornecimento de eletricidade, contribuindo para sustentabilidade ambiental, social e econômica, aumentando a parcela de energia renovável no consumo de energia elétrica total do Brasil (e para as regiões da América Latina e Caribe).

O processo de privatização do setor elétrico, iniciado em 1995, começou com a expectativa de tarifas adequadas (menos subsídios) e melhores preços para geradores. Ele chamou a atenção de investidores para possíveis alternativas não disponíveis no mercado de eletricidade planejado centralmente. Infelizmente, o mercado de energia brasileiro não tem um plano de expansão consistente, o plano de expansão atual tem grandes problemas, como incertezas políticas e regulatórias. No fim dos anos 1990, um forte aumento da demanda em contraste com aumento menor que a média na capacidade instalada ocasionou o surgimento da crise de fornecimento/acionamento em 2001/2002. Uma das soluções fornecidas pelo governo foi a legislação flexível, que favoreceu pequenos produtores de energia independentes. Adicionalmente, a possível elegibilidade do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo ao Protocolo de Kyoto chamou a atenção de investidores para projetos de pequenas centrais hidrelétricas.

A atividade de projeto consiste na implementação de cinco (5) Pequenas Centrais Hidrelétricas (“PCHs”) localizadas nos estados de Goiás, Mato Grosso do Sul e Rio Grande do Sul, totalizando 92,50 MW de capacidade instalada.

Tabela 1 – Pequenas centrais hidrelétricas inclusas neste DCP

| PCH | Capacidade Instalada (MW) | Área do reservatório (km ²) | Localização / Estado | Desenvolvedor do Projeto |
|--------------|---------------------------|---|----------------------|-----------------------------------|
| Caçador | 22,50 | 0,06 | Rio Grande do Sul | Caçador Energética S.A. |
| Cotiporã | 19,50 | 0,465 | Rio Grande do Sul | Cotiporã Energética S.A. |
| Linha Emília | 19,50 | 0,93 | Rio Grande do Sul | Linha Emília Energética S.A. |
| Piranhas | 18,00 | 0,8 | Goiás | Piranhas (Serra Negra Energética) |
| Ponte Alta | 13,00 | 0,49 | Mato Grosso do Sul | Energética Ponte Alta S.A |

Fonte: ANEEL/SIGEL (2014)¹ e ANEEL/BIG (2014)²

Pequenas centrais hidrelétricas foram desenvolvidas no contexto do programa brasileiro “Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica” (PROINFA). O principal objetivo do programa é aumentar a parcela de fontes de energia renovável no mercado de eletricidade brasileiro, contribuindo desta forma para maior sustentabilidade ambiental. Para atingir estas metas, o governo brasileiro designou a Eletrobrás (Centrais Elétricas Brasileiras) para atuar como principal compradora de produtos de eletricidade firmando Contratos de Compra de Energia (PPAs) de longo prazo.

Antes da implementação da atividade de projeto nenhuma pequena central hidrelétrica estava operando no local onde os projetos foram desenvolvidos. A atividade de projeto reduz emissões de GEE evitando geração de eletricidade a partir de fontes de combustível fóssil, que seriam gerados (e emitidos) na

¹ ANEEL/SIGEL (2014). Sistema de Informações Georreferenciadas do Setor Elétrico (“SIGEL”). Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”). Informações disponíveis em: <<http://sigel.aneel.gov.br/kmz.html>>.

² ANEEL/BIG (2014). “Agentes Produtores Independentes”. Banco de Informação de Geração (“BIG”). Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”). Informações disponíveis em: <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/AgenteGeracao/ListaAgentes.asp?destino=3>>.

ausência do projeto. Concluindo, o cenário de linha de base e o cenário sem a atividade de projeto são os mesmos. Espera-se que a atividade de projeto reduza 215.363 tCO₂e/ano, resultando em 2.153.635 tCO₂e durante o período de créditos. Adicionalmente, a atividade de projeto de MDL proposta não é CPA que foi excluído de um MDL PoA registrado como resultado de inclusão errada de CPAs.

De acordo com ACM0002, no cenário da atividade de projeto, há emissões de metano (CH₄) do reservatório de água de usinas hidrelétricas. Entretanto, como as densidades energéticas de pequenas centrais hidrelétricas incluídas neste DCP são maiores do que 10 W/m², não há emissões de GEE envolvidas na atividade de projeto.

A atividade de projeto pode ser vista como uma solução pelo setor privado do setor de eletricidade brasileiro, pois pode ajudar a evitar outra crise de fornecimento de eletricidade, contribuindo para o desenvolvimento sustentável e gerando um efeito positivo para o país, além das evidentes reduções de GEE.

Apesar da atividade de projeto não ter um impacto positivo relevante no país anfitrião devido ao tamanho de seu sistema elétrico, é sem nenhuma dúvida parte de uma ideia maior. O projeto contribui para o desenvolvimento sustentável, pois atende as necessidades atuais sem comprometer a habilidade das gerações futuras de atenderem suas próprias necessidades, conforme definido pela Comissão de Brundtland (1987). Em outras palavras, a implementação de pequenas centrais hidrelétricas garante a geração de energia renovável, reduz a demanda no sistema elétrico nacional, evita impacto social e ambiental negativo causado pela construção de grandes usinas hidrelétricas com grandes reservatórios e usinas termoeletricas de combustível fóssil e impulsiona economias regionais, aumentando a qualidade de vida em comunidades locais.

Portanto, o projeto sem dúvidas tem impactos ambientais reduzidos e desenvolveu economias regionais, resultando em melhor qualidade de vida. Em outras palavras, sustentabilidade ambiental combinada a justiça social e econômica inegavelmente contribui para o desenvolvimento sustentável do país anfitrião.

A.2. Localização da atividade de projeto

A.2.1. Anfitrião

>>
Brasil.

A.2.2. Região/Estado/Província etc.

>>

| PCH | Estado |
|--------------|--------------------|
| Caçador | Rio Grande do Sul |
| Cotiporã | Rio Grande do Sul |
| Linha Emília | Rio Grande do Sul |
| Piranhas | Goiás |
| Ponte Alta | Mato Grosso do Sul |

Fonte: ANEEL/BIG (2014)³

A.2.3. Cidade/Município/Comunidade etc.

>>

| PCH | Município |
|---------|--------------------------------|
| Caçador | Serafina Corrêa e Nova Bassano |

³ ANEEL/BIG (2014). "Agentes Produtores Independentes". Banco de Informação de Geração ("BIG"). Agência Nacional de Energia Elétrica ("ANEEL"). Informações disponíveis em: <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/AgenteGeracao/ListaAgentes.asp?destino=3>>.

| | |
|--------------|---------------------------------|
| Cotiporã | Dois Lajeados e Cotiporã |
| Linha Emília | Dois Lajeados e Fagundes Varela |
| Piranhas | Piranhas |
| Ponte Alta | São Gabriel d'Oeste |

Fonte: ANEEL/BIG (2014)⁴

A.2.4. Localização física/geográfica

>>

As pequenas centrais hidrelétricas da atividade de projeto estão distribuídas nas regiões Sul e Centro-Oeste do Brasil (Figura 1).

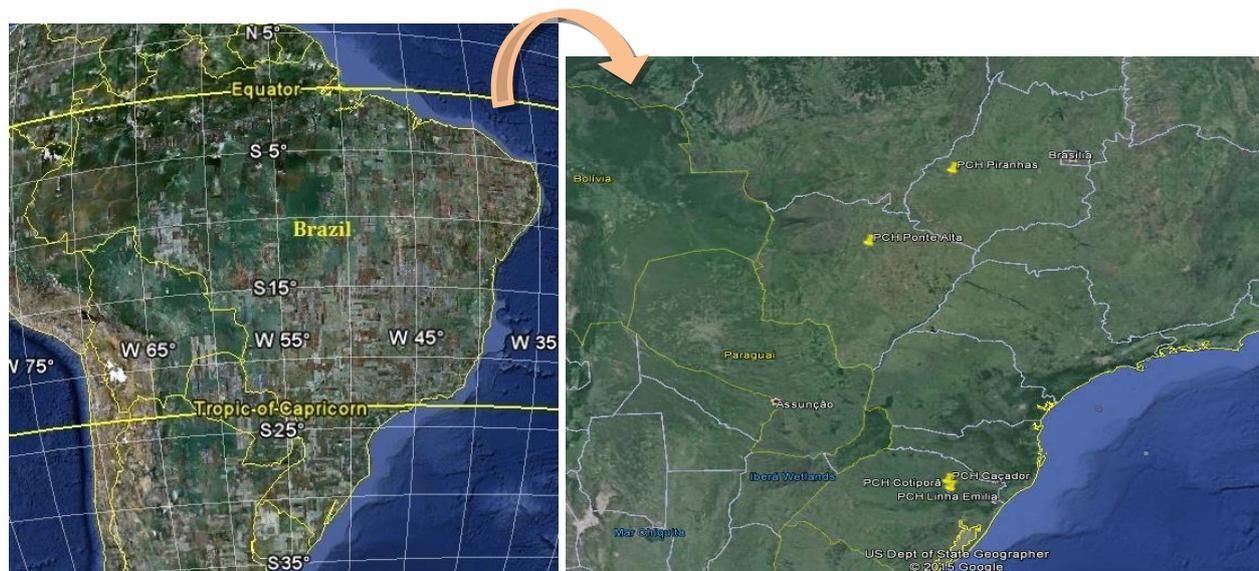


Figura 1 – Mapa das fronteiras da República Federativa do Brasil e localização das pequenas centrais hidrelétricas incluídas na atividade de projeto

Fonte: SIGEL/ANEEL (2014)⁵

As coordenadas geográficas de cada pequena central hidrelétrica são apresentadas na tabela abaixo como fonte de informação (Tabela 2)

Tabela 2 – Localização das pequenas centrais hidrelétricas incluídas na atividade de projeto proposta

| PCH | Rio | Coordenadas geográficas | | Fonte |
|--------------|------------|-------------------------|---------------|------------------------|
| | | Latitude (S) | Longitude (W) | |
| Caçador | Carreiro | 28° 42' 20" | 51° 51' 02" | Resolução ANEEL 449/00 |
| Cotiporã | Carreiro | 28° 58' 00" | 51° 45' 00" | Resolução ANEEL 452/00 |
| Linha Emília | Itabapoana | 28° 56' | 51° 46' | Resolução ANEEL 666/01 |
| Piranhas | Piranhas | 16° 35' | 51° 49' | Resolução ANEEL 345/99 |
| Ponte Alta | Guanhães | 19° 24' 37" | 54° 29' 35" | Resolução ANEEL 717/03 |

Fonte: ANEEL/CEDOC (2014)⁶

A.3. Tecnologias e/ou medidas

>>

⁴ ANEEL/BIG (2014). "Agentes Produtores Independentes". Banco de Informação de Geração ("BIG"). Agência Nacional de Energia Elétrica ("ANEEL"). Informações disponíveis em: <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/AgenteGeracao/ListaAgentes.asp?destino=3>>.

⁵ ANEEL/SIGEL (2014). Sistema de Informações Georreferenciadas do Setor Elétrico ("SIGEL"). Agência Nacional de Energia Elétrica ("ANEEL"). Informações disponíveis em: <<http://sigel.aneel.gov.br/kmz.html>>.

⁶ ANEEL/CEDOC (2014). Centro de documentação da ANEEL ("CEDOC"). Agência Nacional de Energia Elétrica ("ANEEL"). Disponível em: <<http://biblioteca.aneel.gov.br/index.html>>.

De acordo com a Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”), Resolução nº. 394/1998, pequenas centrais hidrelétricas são definidas como usinas hidrelétricas com capacidade instalada na planta entre 1 e 30 MW e área de reservatório menor que 3 km². Todas as usinas hidrelétricas incluídas na atividade de projeto proposta são definidas como pequenas centrais hidrelétricas. Descrição detalhada de cada usina apresentada nas tabelas a seguir.

Tabela 3 – Descrição dos equipamentos de Caçador, Cotiporã e Linha Emília

| Equipamentos | Especificação | Caçador | Cotiporã | Linha Emília |
|--------------------------------------|------------------------|----------------------------|---------------------------|-------------------------|
| Gerador | Quantidade | 1 | 1 | 1 |
| | Potência nominal (kVA) | 12.900 | 10.840 | 10.840 |
| | Voltagem nominal (V) | 6.900 | 6.900 | 6.900 |
| | Fator de potência | 0,9 | 0,9 | 0,9 |
| | Frequência (Hz) | 60 | 60 | 60 |
| | Rotação (rpm) | 327,3 | 276,92 | 720 |
| | Fabricante | GE hydro Inepar | GE hydro Inepar | GE hydro Inepar |
| | Ano de Fabricação | 2007 | 2007 | 2007 |
| Turbina | Quantidade | 1 | 1 | 1 |
| | Potência nominal (kW) | 11.680 | 10.050 | 10.050 |
| | Tipo | Francis – Eixo Vertical | Francis – Eixo Vertical | Francis – Eixo Vertical |
| | Rotação (rpm) | 327,27 | 276,92 | 720 |
| | Fabricante | HISA | HISA | HISA |
| | Ano de Fabricação | 2007 | 2007 | 2007 |
| Medidor Elétrico (Principal) | Localização | Conexão SE NOVA PRATA II | Conexão – SE Linha Emília | Conexão |
| | Fabricante | ELO | POWER | ELO |
| | Número de Série | 90007642 | PT-0611A021-01 | 90007642 |
| | Modelo / tipo | 2180 | ION8600 | 2180 |
| Medidor Elétrico (Retaguarda) | Localização | Conexão - SE NOVA PRATA II | Conexão – SE Linha Emília | Conexão |
| | Fabricante | ELO | POWER | ELO |
| | Número de Série | 90004314 | PT-0701A415-01 | 90004314 |
| | Modelo / tipo | 2180 | ION8600 | 2180 |

Tabela 4 – Descrição dos equipamentos de Piranhas e Ponte Alta

| Equipamentos | Especificação | Piranhas | Ponte Alta |
|----------------|------------------------|---------------------------|---------------------------|
| Gerador | Quantidade | 1 | 1 |
| | Potência nominal (kVA) | 10.190 | 8.136 |
| | Voltagem nominal (V) | 6.900 | 13.800 |
| | Fator de potência | 0,9 | 0,8 |
| | Frequência (Hz) | 60 | 60 |
| | Rotação (rpm) | 600 | 720 |
| | Fabricante | WEG | GEVISA |
| | Ano de Fabricação | 2006 | 2006 |
| Turbina | Quantidade | 1 | 1 |
| | Potência nominal (kW) | 9.400 | 6.700 |
| | Tipo | Francis – Eixo Horizontal | Francis – Eixo Horizontal |
| | Rotação (rpm) | 600 | 720 |
| | Fabricante | Vatech Hydro | Hacker |
| | Ano de Fabricação | 2006 | 2006 |

| | | | |
|--------------------------------------|-----------------|-------------------------------|--------------|
| Medidor Elétrico (Principal) | Localização | SE Piranhas (SE Conexão CELG) | Conexão |
| | Fabricante | Schlumberger Ind. Ltda. | SCHLUMBERGER |
| | Número de Série | 29749894 | 34761326 |
| | Modelo / tipo | Quantum Q1000 | Q1000 |
| Medidor Elétrico (Retaguarda) | Localização | SE Piranhas (SE Conexão CELG) | Conexão |
| | Fabricante | Actaris | SCHLUMBERGER |
| | Número de Série | 33021595 | 34761327 |
| | Modelo / tipo | SL7000 | Q1000 |

Como o Brasil tem grande potencial hidrelétrico, o know-how usado na atividade de projeto já foi transferida para o País Anfitrião. Portanto, os principais equipamentos usados na atividade de projeto foram fabricados no Brasil. Isto contribui para desenvolvimento do setor energético (resultando em mais pesquisa) e aumento da capacidade do setor industrial do País Anfitrião.

Todos os medidores elétricos seguem as especificações do documento chamado Sub módulo⁷ 12.2 do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)

A.4. Partes e participantes do projeto

| Parte envolvida (anfitrião) indica a Parte anfitriã | Entidades privadas e/ou públicas participantes do projeto (como aplicável) | Indicar se a Parte envolvida deseja ser considerada como participante do projeto (Sim/Não) |
|--|---|---|
| Brasil (anfitrião) | Caçador Energética S/A entidade privada | Não |
| | Cotiporã Energética S/A entidade privada | |
| | Linha Emília Energética S/A entidade privada | |
| | Serra Negra Energética S/A entidade privada | |
| | Energética Ponte Alta S/A entidade privada | |
| | Centrais Elétricas Brasileiras S/A – ELETROBRÁS entidade pública | |

A.5. Financiamento público da atividade de projeto

>>

Não há financiamento público das Partes inclusas no Anexo I, países da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima e a atividade de projeto proposta não resulta em desvio da Assistência Oficial ao Desenvolvimento (ODA).

⁷ http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Submodulo12%5B1%5D.2_v8.0.pdf

SEÇÃO B. Aplicação da linha de base selecionada aprovada e metodologia de monitoramento e linha de base padronizada

B.1. Referência da metodologia e linha de base padronizada

>>

ACM0002: “Geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis” (versão 17.0.0).

ACM0002 faz referência as versões aprovadas mais recentes das seguintes ferramentas:

- Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico (Versão 5.0.0)⁸;
- Ferramenta para demonstração e avaliação de adicionalidade (Versão 7.0.0)⁹;
- Ferramenta para calcular emissões de CO₂ da combustão de combustível fóssil de projeto ou vazamento (versão 2.0.0)¹⁰;
- Ferramenta para determinar a vida útil restante de equipamentos (versão 1.0.0)¹¹;
- Ferramenta combinada para identificar o cenário de linha de base e demonstrar adicionalidade (versão 6.0.0)¹²;
- Avaliação da validade da linha de base original/atuat e atualização da linha de base na renovação do período de créditos (versão 3.0.1)¹³.

A “Ferramenta combinada para identificar o cenário de linha de base e demonstrar adicionalidade” não se aplica à atividade de projeto proposta, pois adicionalidade é demonstrada através da “Ferramenta para demonstração e avaliação de adicionalidade”.

A “Ferramenta para calcular emissões de CO₂ da combustão de combustível fóssil de projeto ou vazamento” não se aplica a atividade de projeto, pois não há vazamento ou emissão de projeto envolvidos no projeto.

A “Avaliação da validade da linha de base original/atuat e atualização da linha de base na renovação do período de créditos” não se aplica, pois é o primeiro período de créditos da atividade de projeto proposta e o projeto considera um período de créditos fixo (10 anos sem renovação).

B.2. Aplicabilidade da metodologia e linha de base padronizada

>>

ACM0002 se aplica a atividades de projeto que:

- (a) Instalem uma usina totalmente nova;
- (b) Envolvam capacidade de ser adicionado a usinas existentes;
- (c) Envolvam adaptação posterior de uma usina/unidade em operação existente;
- (d) Envolvam reabilitação de usinas/unidades existentes; ou
- (e) Envolvam substituição de usinas/unidades existentes.

No caso da atividade de projeto proposta, a opção (a) se aplica.

Adicionalmente a metodologia se aplica sob as seguintes condições:

- (a) *A atividade de projeto pode incluir usina/unidade de energia renovável dos seguintes tipos: usina/unidade hidrelétrica com ou sem reservatório, usina/unidade eólica, usina/unidade geotérmica, usina/unidade solar, usina/unidade de ondas ou usina/unidade de marés.*

A atividade de projeto proposta consiste na instalação de cinco (5) pequenas centrais hidrelétricas.

⁸ <https://MDL.unfccc.int/methodologies/PAMethodologies/tools/am-tool-07-v5.0.pdf>

⁹ <https://MDL.unfccc.int/methodologies/PAMethodologies/tools/am-tool-01-v7.0.0.pdf>

¹⁰ <https://MDL.unfccc.int/methodologies/PAMethodologies/tools/am-tool-03-v2.pdf>

¹¹ <https://MDL.unfccc.int/methodologies/PAMethodologies/tools/am-tool-10-v1.pdf>

¹² <https://MDL.unfccc.int/methodologies/PAMethodologies/tools/am-tool-02-v6.0.pdf>

¹³ <https://MDL.unfccc.int/methodologies/PAMethodologies/tools/am-tool-11-v3.0.1.pdf>

- (b) No caso de aumento de capacidade, adaptação posterior, reabilitação ou substituição (exceto projetos de aumento de capacidade de energia eólica, solar, de ondas ou marés) a usina existente iniciou operação comercial antes do início do período de referência histórica mínimo de cinco anos, usado para cálculo de emissões de linha de base e definidos na seção de emissões de linha de base e nenhuma expansão da capacidade, adaptação posterior ou reabilitação da usina/unidade tenha sido feita entre o início deste período de referência histórica mínimo e a implementação da atividade de projeto.

Não aplicável, pois somente projetos/unidades novos são considerados na atividade de projeto proposta.

No caso de usinas hidrelétricas, uma das seguintes condições se aplica:

- (a) A atividade de projeto é implementada em reservatórios únicos ou múltiplos existentes, sem mudança no volume de qualquer dos reservatórios; ou
- (b) A atividade de projeto é implementada em reservatórios únicos ou múltiplos existentes, com aumento do volume de qualquer dos reservatórios e densidade energética calculada usando a equação (3) é maior que 4 W/m^2 ; ou
- (c) A atividade de projeto resulta em novos reservatórios únicos ou múltiplos e densidade de potência calculada usando a equação (3) maior que 4 W/m^2 ; ou
- (d) A atividade de projeto é um projeto hidrelétrico integrado envolvendo vários reservatórios, com densidade de potência de qualquer um dos reservatórios calculada usando a equação (3) menor que ou igual a 4 W/m^2 , todas as condições a seguir se aplicam:
- (i) A densidade de potência calculada usando a capacidade instalada total do projeto integrado, de acordo com a equação (4) é maior que 4 W/m^2 ;
- (ii) Fluxo de água entre reservatórios não é usado por nenhuma outra unidade hidrelétrica que não faça parte da atividade de projeto;
- (iii) A capacidade instalada de usinas com densidade de potência menor que ou igual a 4 W/m^2 deve ser:
- a. Menor que ou igual a 15 MW; e
- b. Menos de 10 por cento da capacidade instalada total de projeto hidrelétrico integrado.

No caso da atividade de projeto proposta, a opção (c) se aplica, pois pequenas centrais hidrelétricas resultam em novos reservatórios únicos com densidade de potência maior que 4 W/m^2 . Densidades de potência de cada projeto são apresentadas na tabela abaixo. Descrição detalhada do cálculo da densidade de potência é apresentada na seção B.6 deste DCP.

Tabela 5 – Usinas da atividade de projeto

| PCH | Capacidade Instalada (MW) | Área do Reservatório (km ²) | Densidade de Potência (W/m ²) |
|--------------|---------------------------|---|---|
| Caçador | 22,50 | 0,06 | 387,93 |
| Cotiporã | 19,50 | 0,465 | 41,94 |
| Linha Emília | 19,50 | 0,93 | 20,97 |
| Ponte Alta | 13,00 | 0,49 | 26,53 |
| Piranhas | 18,00 | 0,8 | 22,50 |

Fonte: ANEEL/SIGEL (2014)¹⁴

No caso de projetos hidrelétricos integrados, o proponente do projeto deve:

- (a) Demonstrar que fluxo de água de usinas/unidades a montante se derrama diretamente no reservatório a jusante e coletivamente representam capacidade de geração do projeto hidrelétrico integrado; ou
- (b) Fornecer uma análise do equilíbrio da água, abrangendo água que alimenta unidades de potência, com todas as combinações de reservatório possíveis e sem a construção de reservatórios. O objetivo de equilíbrio da água é demonstrar que o requisito de combinação específica de reservatórios construídos sob a atividade de projeto do MDL para otimização da saída de energia. Esta demonstração deve ser realizada no cenário específico de disponibilidade de água em diferentes estações para otimizar fluxo de água na entrada de unidades de potência. Portanto,

¹⁴ ANEEL/SIGEL (2014). Sistema de Informações Georreferenciadas do Setor Elétrico ("SIGEL"). Agência Nacional de Energia Elétrica ("ANEEL"). Informações disponíveis em: <<http://sigel.aneel.gov.br/kmz.html>>.

este equilíbrio da água levará em consideração fluxos sazonais do rio, tributários (se houver) e chuva por no mínimo cinco anos antes da implementação da atividade de projeto do MDL.

Não se aplica, pois a atividade de projeto proposta não é do tipo projeto integrado.

Adicionalmente, a metodologia não se aplica ao seguinte:

- (a) Atividades de projeto que envolvam troca de combustível fóssil para fontes de energia renováveis no local da atividade de projeto, pois neste caso a linha de base pode continuar a usar combustíveis fósseis no local.

Não se aplica, pois todas as pequenas centrais hidrelétricas inclusas na atividade de projeto proposta são projetos de eletricidade conectada à rede.

- (b) Usinas movidas a biomassa;

Não se aplica, pois, apenas pequenas centrais hidrelétricas foram inclusas na atividade de projeto proposta.

Considerando as explicações acima, a atividade de projeto proposta segue as condições de aplicabilidade estabelecidas em ACM0002.

B.3. Limite de projeto

De acordo com ACM0002, a extensão espacial do limite de projeto inclui a usina do projeto conectada fisicamente ao sistema de eletricidade ao qual a usina do projeto do MDL está conectada.

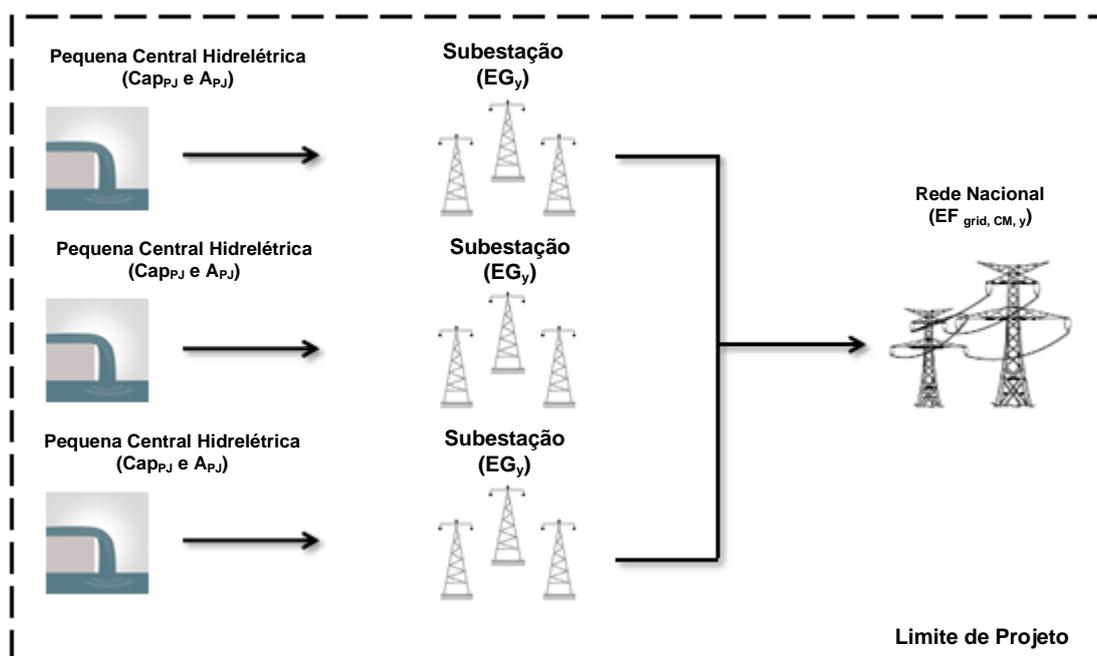


Figura 2 – Exemplo de visão esquemática do limite de projeto

B.4. Limite de projeto

| Fonte | | GEEs | Incluso? | Justificativa/Explicação |
|---------------|--|------------------|----------|----------------------------|
| Linha de base | Emissões de CO ₂ de geração de eletricidade em usinas movidas a combustível fóssil que serão deslocadas devido à atividade de projeto | CO ₂ | Sim | Fonte de emissão principal |
| | | CH ₄ | Não | Fonte de emissões pequena |
| | | N ₂ O | Não | Fonte de emissões pequena |

| Fonte | | GEEs | Incluso? | Justificativa/Explicação |
|----------------------|--|------------------|----------|---|
| Atividade de projeto | Para usinas geotérmicas, emissões fugitivas de CH ₄ e CO ₂ de gases não-condensáveis incluídos no vapor geotérmico | CO ₂ | Sim | Fonte de emissão principal. Entretanto, esta fonte de emissão não se aplica à atividade de projeto proposta, pois o projeto proposto é baseado em fonte hidrelétrica. |
| | | CH ₄ | Sim | Fonte de emissão principal. Entretanto, esta fonte de emissão não se aplica à atividade de projeto proposta, pois o projeto proposto é baseado em fonte hidrelétrica. |
| | | N ₂ O | Não | Fonte de emissões pequena |
| | Emissões de CO ₂ de combustão de combustíveis fósseis para geração de eletricidade em usinas termosolares e geotérmicas | CO ₂ | Sim | Fonte de emissão principal. Entretanto, esta fonte de emissão não se aplica à atividade de projeto proposta, pois o projeto proposto é baseado em fonte hidrelétrica. |
| | | CH ₄ | Não | Fonte de emissões pequena |
| | | N ₂ O | Não | Fonte de emissões pequena |
| | Para usinas hidrelétricas, emissões de CH ₄ do reservatório | CO ₂ | Não | Fonte de emissões pequena |
| | | CH ₄ | Sim | Fonte de emissão principal. Entretanto, todas as usinas incluídas na atividade de projeto proposta têm densidade de potência maior que 10 W/m ² . Cálculos detalhados são apresentados na seção B.6.3. |
| | | N ₂ O | Não | Fonte de emissões pequena |

B.5. Estabelecimento e descrição do cenário de linha de base

>>

De acordo com ACM0002, se a atividade de projeto consistir da instalação de uma usina totalmente nova, o cenário de linha de base é:

“Eletricidade fornecida à rede pela atividade de projeto seria gerada alternativamente pela operação de usinas conectadas à rede e adição de novas fontes de geração, como refletido pelos cálculos de margem combinada (CM) descritos na “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”.

Como a atividade de projeto proposta consiste na implementação de projetos de energia totalmente novos, o cenário de linha de base mencionado acima é aplicável.

B.6. Demonstração de adicionalidade

>>

De acordo com as “Diretrizes para preenchimento do formulário do documento de projeto”, se a data de início da atividade de projeto for anterior à data de publicação do DCP para consulta à parte interessada global (GSP), forneça evidência de prévia consideração do MDL de acordo com as disposições aplicáveis relacionadas à demonstração de prévia consideração do MDL na Norma de Projeto. No caso da atividade de projeto proposta, a data de início do projeto (30/06/2004) é anterior à GSP (05/10/2012).

Portanto, de acordo com a Norma de Projeto do MDL:

Para uma atividade de projeto do MDL com data de início anterior a 2 de agosto de 2008 e anterior à data de publicação do DCP para consulta à parte interessada global, participantes do projeto devem demonstrar que o MDL foi seriamente considerado na decisão de implementar a atividade de projeto proposta. Tal demonstração exige que os seguintes elementos sejam cumpridos:

- (a) *Participantes do projeto devem fornecer evidência de que estão cientes sobre o MDL antes da data de início da atividade de projeto proposta, e que os benefícios do MDL fora um fator fundamental na decisão de prosseguir com o projeto.*

Para demonstrar consideração de MDL, o PP analisou eventos relacionados a legislação / regulamento PROINFA e os projetos selecionados.

Desde 2001, o governo declarou forte apoio a fontes de energia renovável. Em 26 de abril de 2002, foi aprovada a Lei nº. 10.438, que cria o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA). Portanto, o governo brasileiro designou a Eletrobrás como entidade responsável por comercialização de eletricidade renovável dos projetos selecionados, assinando Contratos de Compra e Venda de Energia (PPAs) por um período de 20 anos. A criação do PROINFA indica claramente que sem suporte específico fontes renováveis e pequenos projetos dificilmente seriam implementados.

Evidência da séria consideração do MDL pode ser demonstrada através da emissão do Decreto brasileiro nº. 5.025, datado de 30 de março de 2004, que regula a Lei nº. 10.438/2002. Este Decreto afirma que a meta da PROINFA é redução dos gases estufa conforme estabelecido pela Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (UNFCCC) sob o Protocolo de Kyoto, contribuindo para o desenvolvimento sustentável. Portanto, o programa é claramente uma política "Tipo E". Adicionalmente, o Artigo 16 do Decreto nº. 5.025/2004 determina a criação da conta PROINFA, administrada pela Eletrobrás (compradora de energia) e é composta por rendimentos e custos relacionados, entre outros, a atividades do projeto do MDL.

Para participar do programa o patrocinador do projeto deve cumprir com todos os requisitos apresentados no "Guia de Habilitação" PROINFA de acordo com a Lei nº. 10.438/2002 e seus Decretos regulatórios.

Créditos de carbono são claramente mencionados em Decretos PROINFA, poder-se-ia alegar que o governo realmente espera receber tais valores e, portanto, eles foram considerados no preço contratado. Por outro lado, patrocinadores do projeto estavam cientes dos requisitos do programa e que rendimentos de créditos de carbono ajudariam a superar as barreiras tecnológicas e financeiras existentes no momento.

Evidência adicional da consideração do MDL é a assinatura dos PPAs. Os regulamentos que regem PPAs PROINFA são a Lei nº. 10.438/2002 e Decretos regulatórios. PPAs PROINFA foram assinados em 2004. No caso da atividade de projeto proposta, PPAs foram assinados em 30/06/2004, isto é, após publicação do Decreto nº. 5.025/2004.

Portanto, no momento da assinatura de PPA, patrocinadores do projeto sabiam e estavam cientes das condições e requisitos estabelecidos para sua participação no PROINFA. Sob sua responsabilidade o governo brasileiro demonstrou seu compromisso e esforços em fazer com que projetos PROINFA sejam registrados em MDL.

- (b) *Participantes do projeto devem fornecer evidências de que ações contínuas e reais foram tomadas para garantir o status do MDL para a atividade de projeto proposta, paralelamente à implementação;*

- (c) *Participantes do projeto devem fornecer uma linha do tempo da implementação da atividade de projeto do MDL proposta. A linha do tempo deve incluir, quando aplicável, a data na qual a decisão de investir foi tomada, a data na qual trabalhos de construção começaram, a data na qual comissionamento começou e a data de início (a data na qual produção comercial começou). Participantes do projeto devem fornecer uma linha do tempo de eventos e ações que tenham sido tomadas para conseguir registro do MDL, com descrição das evidências usadas para dar suporte a estas ações.*

Para demonstrar que ações contínuas e reais foram tomadas para garantir o status do MDL para a atividade de projeto proposta, os PPs apresentaram a linha do tempo de eventos abaixo:

Tabela 6 - Linha do tempo de eventos

| Data | Atividades marco verificadas |
|------------------|---|
| 26/04/2002 | Publicação da Lei nº. 10.438, que cria o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA). |
| 30/03/2004 | Publicação do Decreto nº. 5.025 que regula a Lei nº. 10.438/2002, que afirma que a meta da PROINFA é redução dos gases estufa conforme estabelecido pela Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (UNFCCC) sob o Protocolo de Kyoto, contribuindo para o desenvolvimento sustentável. |
| 30/06/2004 | Assinatura dos Contratos de Compra de Energia da atividade de projeto com a Eletrobrás. |
| 30/08/2004 | Nota Técnica nº. 006/2004 do Departamento de Meio Ambiente da Eletrobrás. Apresenta discussão sobre o quadro mercado de MDL e créditos de carbono e inserção da Eletrobrás em MDL. |
| 13-17/06/2005 | Participação da equipe da Eletrobrás no curso de treinamento de MDL promovido pelo Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito ("CRESESB"). |
| 02/08/2005 | Nota Técnica nº. 007/2005 do Departamento de Meio Ambiente da Eletrobrás. Apresenta discussão relacionada à propriedade de créditos de carbono e análise detalhada relacionada ao registro de projetos PROINFA em MDL. |
| 09-11/11/2005 | VIII ENGEMA (Encontro Nacional sobre Gestão Empresarial e Meio Ambiente). Encontro Nacional realizado pela Eletrobrás e Fundação Getúlio Vargas (FGV) sobre as vantagens de projetos MDL no Brasil. Apresentou os benefícios do MDL e riscos relacionados a incertezas depois de 2012. |
| 11/11/2005 | Reunião internacional da Eletrobrás para criação de uma Equipe Técnica relacionada ao Protocolo de Kyoto e mercados de créditos de carbono. |
| 16/11/2005 | Debate da Equipe Técnica criada para discutir créditos de carbono em MDL de projetos PROINFA. |
| 17/01/2006 | Ofício nº. MDL/02/2006/CIMGC. Esclarecimentos fornecidos pela AND brasileira sobre data de início e créditos de carbono retroativos para o Ministério de Minas e Energia. A AND brasileira informou que projetos PROINFA não poderiam receber créditos retroativos, pois projetos elegíveis para créditos retroativos devem iniciar a operação de 01/01/2000 a 18/11/2004, o que não é o caso dos projetos PROINFA. |
| 01/06/2007 | Relatório "PROINFA – Grupo Executivo dos Créditos de Carbono do Proinfa" elaborado para apresentação a Diretoria Executiva da Eletrobrás. O relatório apresentou estimativa de reduções de emissões e rendimentos relacionados. Conclui com a proposta de criação de departamentos internacionais para gestão de assuntos do MDL relacionados a projetos PROINFA. |
| 12/06/2007 | 2183ª Reunião da Diretoria Executiva da Eletrobrás para discutir o Relatório "PROINFA – Grupo Executivo dos Créditos de Carbono do Proinfa". Cria Departamentos de Coordenação para gestão, desenvolvimento e comercialização de créditos de carbono em MDL de projetos PROINFA. |
| 30/10/2008 | Previsão de custos MDL da Eletrobrás (treinamento de pessoal, validação, taxa de registro, verificação e contratação de companhia de consultoria) a serem inclusos no Plano Anual do Proinfa 2009 ("PAP"). |
| 25/03/2009 | Nota Técnica DE/UEP nº. 108/2009 emitida pela Unidade Gestora do PROINFA solicitando a inclusão na previsão de despesas relacionadas ao desenvolvimento de MDL para projetos PROINFA no Plano Anual do Proinfa ("PAP") ¹⁵ . |
| 01/02-18/02/2010 | Discussões internas da Eletrobrás com relação a possibilidade de assinatura de um acordo de cooperação com a Universidade do Rio de Janeiro (COPPE/UFRJ) e cumprimento dos requisitos legais/normativos relacionados. |
| 26/05/2010 | Relatório elaborado para apresentação à Diretoria Executiva da Eletrobrás com relação a assinatura de um Acordo de Cooperação entre a Eletrobrás e a Universidade do Rio de Janeiro (UFRJ), escopo, módulos e previsão de custos. |
| 31/08/2010 | Rascunho do Acordo de Cooperação entre a Eletrobrás e a Universidade do Rio de Janeiro (COPPE/UFRJ) para treinamento técnico das equipes da Eletrobrás e COPPE/UFRJ sobre metodologias e procedimentos de MDL a serem usados em projetos PROINFA. |
| 07-11/2011 | Publicação de DCPs em português para consulta pública. |
| 05/10/2012 | Validação do MDL começando com a publicação do DCP para Consulta a Partes |

¹⁵ Estas informações estão disponíveis ao público no Plano Anual PROINFA ("PAP") de 2010. A elaboração do PAP foi estabelecida pelo Decreto nº. 5.025/2004.

| |
|--|
| Interessadas Globais no website da UNFCCC. |
|--|

Conforme apresentado na linha do tempo acima, esforços contínuos foram empregados para garantir o status do MDL para a atividade de projeto proposta. O atraso no início do processo de validação do MDL para a atividade de projeto proposta se deve aos processos governamentais necessários quando se lida com várias entidades (privadas e públicas), processos governamentais demorados - especialmente quando aprovação é necessária – e barreiras enfrentadas para implementar projetos renováveis na época.

Os PPAs assinados estimaram o fornecimento de eletricidade em dezembro de 2006. Entretanto, devido a barreiras enfrentadas por desenvolvedores para implementação de seus projetos, a data de início da operação foi adiada várias vezes através de termos aditivos aos PPAs. Pequenas centrais hidrelétricas incluídas na atividade de projeto proposta começaram a operar de fato em 2008-2009.

Tabela 7 – Início de operação das usinas incluídas na atividade de projeto proposta

| PCH | Data de início de operação ¹⁶ | Aprovação ANEEL |
|--------------|--|-----------------------------|
| Caçador | 31/10/2008 | 3.987, datada de 30/08/2008 |
| Cotiporã | 23/12/2008 | 4.769, datada de 22/12/2008 |
| Linha Emília | 31/01/2009 | 424, datada de 30/01/2009 |
| Ponte Alta | 05/07/2007 | 1.754, datada de 04/07/2007 |
| Piranhas | 12/08/2006 | 2.921, datada de 07/12/2006 |

A adicionalidade da atividade de projeto proposta é demonstrada seguindo os passos apresentados na “Ferramenta para demonstração e avaliação de adicionalidade”. como segue:

Passo 0 – Demonstração de se a atividade de projeto proposta é a primeira do gênero

Não se aplica, pois, a atividade de projeto proposta não é do tipo projeto primeiro do gênero.

SATISFEITO/APROVADO – Prosseguir para o Passo 1

Passo 1: Identificação de alternativas à atividade de projeto consistentes com as leis e regulamentos atuais

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

Cenário 1: A alternativa à atividade de projeto é a continuação da situação atual (anterior) de eletricidade fornecida pelas usinas existentes do sistema interligado;

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

Sub-passo 1b. Consistência com leis e regulamentos obrigatórios

Ambas as alternativas, a atividade de projeto e o cenário alternativo, estão em conformidade com todos os regulamentos, de acordo com as entidades a seguir:

- O Operador Nacional do Sistema Elétrico (“ONS”);
- A Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”);
- O Ministério de Minas e Energia (“MME”);
- A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (“CCEE”);
- Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (“IBAMA”);
- A Fundação Estadual de Proteção Ambiental Henrique Luiz Roessler (“FEPAM”);
- Secretaria de Meio Ambiente e dos Recursos Hídricos de Goiás (“SEMARH”);
- O Instituto de Meio Ambiente do Mato Grosso do Sul (“IMASUL”);
- A Diretoria Executiva MDL.

¹⁶ Datas de início de operação são baseadas nas datas de autorização de operação emitidas pela ANEEL para cada unidade geradora. Por isso há mais do que uma data de início de operação de usinas disponível em < <http://www.aneel.gov.br/cedoc/>>

SATISFEITO/APROVADO – Prosseguir para o Passo 2**Passo 2. Análise de investimento****Sub-passo 2a. Determinar o método de análise adequado**

A adicionalidade da atividade de projeto proposta é demonstrada através de análise de referencial de investimento (opção III). As opções I e II não se aplicam, pois:

Opção I – Tanto a atividade de projeto quanto as alternativas identificadas no Passo 1 geram benefícios financeiros e econômicos além da renda relacionada ao MDL;

Opção II – Informações financeiras relacionadas a outros tipos de projeto de geração de eletricidade não estavam disponíveis.

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

O indicador financeiro identificado para cada pequena central hidrelétrica inclusa na atividade de projeto proposta é o Valor Líquido Atual (VPL). O VPL dos projetos foi calculado considerando o referencial do setor elétrico: o Custo Médio Ponderado de Capital (WACC).

Referencial - Custo Médio Ponderado de Capital (WACC)

O cálculo do benchmark seguiu a Ferramenta Metodológica “Análise de Investimento” (versão 7.0)

$$WACC = r_e \times W_e + r_d \times W_d \times (1 - t_c)$$

Onde:

| | | |
|-------|---|---|
| r_e | = | Custo do capital próprio(-) |
| W_e | = | Percentual do financiamento que é capital próprio (-) |
| r_d | = | Custo da dívida (-) |
| W_d | = | Percentual do financiamento que é dívida (-) |
| t_c | = | Corporate tax rate (-) |

O WACC aqui apresentado era válido e aplicável no momento da decisão de investimento (Junho de 2004) calculado pela fórmula abaixo:

Os pesos foram obtidos da ferramenta de Análise de Investimento, que considera um valor padrão para projetos MDL: 50% de dívida (W_d) e 50% (W_e) capital próprio são assumidos com um valor padrão.

→ Custo da Dívida (r_d)

Se o benchmark é baseado em parâmetros que são padrões do mercado, o custo da dívida deve ser calculado como custo de financiamento no mercado de capitais (por exemplo: por exemplo. As taxas de empréstimos comerciais e as garantias exigidas para o país e o tipo de actividade de projecto em causa), com base em provas documentadas de instituições financeiras relativamente ao custo do financiamento da dívida de projetos comparáveis.

r_d é o custo da dívida, que é observado no mercado relacionado à atividade do projeto, e que já contabiliza os benefícios fiscais de contrair dívidas. r_d também é derivado de empréstimos de longo prazo aplicados ao setor no Brasil e, portanto, baseia-se em três variáveis, incluindo as taxas de juros da linha de crédito do esforço de financiamento do BNDES. r_d é calculado considerando a soma de:

- Custo financeiro (a)

- Remuneração do BNDES (b)
- Taxa de risco de crédito (c)

O custo financeiro (a) é representado pela Taxa de Juros de Longo Prazo (TJLP). A TJLP é um valor de mercado variável que avalia a taxa de endividamento a ser aplicada ao tomador médio do BNDES. Esse número é a maioria subjacente encontrada na parcela da dívida dos tomadores do BNDES. A TJLP é baseada em fatores relacionados às taxas de mercado e spread das taxas corporativas sobre o risco do governo.

Remuneração do BNDES (b) a taxa de risco de crédito (c) são dois outros fatores que constituem a taxa de endividamento das empresas no Brasil financiadas pelo BNDES. A remuneração do BNDES é a taxa adotada pelo BNDES pelos custos administrativos e operacionais, e pela remuneração. Esta taxa varia de acordo com políticas do BNDES e não são negociáveis e a taxa menos discutida na equação. Sobre a taxa de risco de crédito, a cada ano o BNDES fornece o limite inferior e superior da variação marginal da taxa. Respeitando a percepção de risco, e as políticas bancárias. Para fins de cálculo e devido ao fato de que o setor como um todo está sendo considerado, estimamos esta taxa pela média do limite superior da margem com a taxa estabelecida para empréstimos à administração pública direta de Estados e Municípios, que são taxas menores que as fornecidas ao investidor privado.

Outros dois componentes para o cálculo do r_d a taxa de do imposto (t) e a previsão de inflação (π). No cálculo do r_d , a taxa marginal do imposto (t) é multiplicada pelo custo da dívida ao custo total relacionado ao capital para determinar a parcela da dívida à fórmula do WACC. No caso do Brasil, mas especificamente para projetos de energia, este fator tributário pode ser de 34% ou 0%. No caso das plantas incluídas nesta atividade de projeto, o regime fiscal é o lucro presumido e, portanto $t=0\%$.

A taxa nominal obtida para a dívida é usada para calcular o WACC nominal, que é usado para descontar as projeções de fluxo de caixa nominal. Para atingir a taxa de fluxo de caixa real, o índice de metas de inflação (π) para o Brasil é reduzido do valor nominal alcançado. O π é obtido do Banco Central do Brasil (www.bcb.gov.br) e tem experimentado muito pouca variação nos últimos 5 anos.

Considerando as explicações acima, r_d é calculado através da seguinte equação:

$$r_d = [1 + (a + b + c) \times (1 - t)] / [(1 + \pi) - 1]$$

Tabela 8 - Cálculo do custo da dívida (r_d)

| Custo da dívida (r_d) | |
|--|-------------------|
| (a) Custo Financeiro ¹⁷ | 10.97% |
| (b) Spread do BNDES ¹⁸ | 2.50% |
| (c) Taxa de risco de crédito ¹⁹ | 1.50% |
| (a+b+c) Pré custo da dívida | 14.97% |
| (t) Taxa de imposto marginal ²⁰ | 0.00 |
| (π) Previsão da Inflação ²¹ | 5.50% |
| Custo da dívida depois dos impostos | 8.97% a.a. |

¹⁷ Média de 5 anos da Taxa de Juros de Longo Prazo – TJLP . Available at [source].

¹⁸ Remuneração do BNDES. Informação disponível em: http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes_pt/Galerias/Arquivos/conhecimento/bnset/Set2901.pdf.

¹⁹ Taxa de risco de crédito. Informação disponível em: http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes_pt/Galerias/Arquivos/conhecimento/bnset/Set2901.pdf.

²⁰ Receita Federal de Serviços. Disponível em Federal: <http://www.receita.fazenda.gov.br/Alíquotas/ContribCsl/Alíquotas.htm> e <http://www.receita.fazenda.gov.br/Alíquotas/ContribPj.htm>.

²¹ O Banco Central do Brasil. Metas de inflação brasileiras. Disponível em: <http://www.bcb.gov.br/pec/metas/InflationTargetingTable.pdf>.

→ Custo do Capital Próprio (**Ke**)

Se o índice de referência se basear em parâmetros normais no mercado, o custo do capital próprio deve ser determinado: (a) seleccionando os valores fornecidos no Apêndice (da ferramenta); Ou (b) calculando o custo do capital próprio usando CAPM.

O cálculo de referência segue a opção a) acima, ou seja, seleccionando os valores fornecidos no Apêndice da Ferramenta de Análise de Investimento. De acordo com o Apêndice, é de 10,65% para o Grupo 1, ou seja, projetos de energia no Brasil. No entanto, esse valor considera a classificação da Moody's para títulos do Baa2 para o Brasil, mas na ocasião da decisão de investimento - primeiro semestre de 2004, a classificação da Moody's para títulos era B2. De acordo com o Apêndice da Ferramenta de Análise de Investimento, B2²² resulta em taxa de 16,05%. Portanto, este valor foi utilizado na análise.

Em relação à alíquota do imposto de renda corporativa (tc), ela varia de acordo com o regime fiscal em que a empresa está registrada. Como explicado acima, tc é zero, uma vez que se baseia no regime de Lucro presumido.

Considerando os valores apresentados acima, temos o seguinte:

$$\begin{aligned} \text{WACC} &= 50\% \times 8,97\% + 50\% \times 16,05\% \times (1 - 0) \\ \text{WACC} &= 12,51\% \end{aligned}$$

WACC acima apresentado é um valor muito conservador, enquanto analisa outro benchmark considerado pelo governo brasileiro no momento do lançamento do PROINFA. Para determinar o preço da energia subsidiada para os diferentes tipos de projetos renováveis, o Ministério de Minas e Energia estabeleceu 14,89% a.a. Como o retorno econômico mínimo exigido para projetos de energia. Este valor foi disponibilizado ao público para chamadas públicas e, após a chamada pública, o resultado final foi de 13,91% p.y. Embora não haja informação disponível sobre parâmetros considerados e seu cálculo, este valor é semelhante ao benchmark do setor elétrico acima calculado. Esse resultado confirma a aplicabilidade do valor do benchmark no momento da decisão de investimento da atividade de projeto proposta.

Todas as evidências documentadas para o cálculo do WACC foram fornecidas ao EOD durante a validação.

Indicador Financeiro – Valor Presente Líquido (VPL)

A decisão de investimento e a data de início da atividade de projeto são consideradas como a data em que os Contratos de Compra de Energia foram assinados com a ELETROBRAS sob o PROINFA, ou seja, 30/06/2004. A descrição detalhada da data de início do projeto é apresentada na seção C.1.1 deste DCP.

De acordo com o "Guia de Habilitação" do PROINFA, os desenvolvedores de projetos devem apresentar à ELETROBRAS, entre outros documentos, o orçamento para a implementação do projeto, a fim de candidatar no PROINFA. Portanto, o indicador financeiro identificado para a atividade de projeto proposta é o Valor Presente Líquido (VPL) disponível e aplicável no momento da decisão de investimento. A fonte de informação considerada para o cálculo do VPL é apresentada na tabela abaixo e detalhada para cada projeto na planilha de TIR.

²² Available at: <http://www.tradingeconomics.com/brazil/rating>

Tabela 10 – Fonte de informações para cálculo do VPL

| Parâmetro | Valor | Referência / Fonte de Informações |
|---------------------------------|---|---|
| Capacidade Instalada | Variável para cada projeto | Orçamento Padrão Eletrobrás (“OPE”) apresentado pelos desenvolvedores do projeto para participar do programa PROINFA e assinar PPAs. |
| Fator de Carga do Projeto (FCP) | Variável para cada projeto | Portanto, determinação de PLF aplica a opção (a) das “Diretrizes para relatório e validação de fatores de carga da usina”, isto é, o fator de carga da planta fornecido aos bancos e/ou financiadores de capital ao solicitar financiamento para a atividade de projeto, ou para o governo ao solicitar aprovação de implementação para a atividade de projeto. |
| Saída de Energia | Variável para cada projeto | Calculada com base em 8.760 horas por ano. |
| Preço da Energia | R\$ 76,92/MWh | Média dos resultados do 1º Leilão de Energia realizado pelo governo brasileiro em 2003 ajustado até o início da operação esperado para o projeto com base na meta de inflação brasileira. |
| Investimento da Usina | Variável para cada projeto | Orçamento Padrão Eletrobrás (“OPE”) apresentado pelos desenvolvedores do projeto para participar do programa PROINFA e assinar PPAs. |
| Custo Operacional | 5% do investimento total | Eletrobrás/Ministério de Minas e Energia: “Diretrizes para estudos e projetos para pequenas centrais hidrelétricas”. |
| Custo do Sistema de Conexão | Variável para cada projeto | A Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (“TUST”) / Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (“TUSD”) varia para cada projeto, dependendo da instalação elétrica local. A taxa de conexão é estabelecida pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) através de suas Resoluções. |
| Taxa de Fiscalização | BRL 284,81 por kW / mês | A Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (“TFSEE”) varia a cada ano civil. A taxa de fiscalização é estabelecida pela ANEEL através de suas Portarias. |
| Taxa sobre Venda de Energia | PIS = 0,65% Programa de Integração Social | Estabelecida pela Lei nº. 10.637, datada de 30/12/2002: < http://www.receita.fazenda.gov.br/Legislacao/leis/2002/lei10637.htm >. |
| | 3,00% Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social | Estabelecida pela Lei nº. 10.833, datada de 29/12/2003: http://www.receita.fazenda.gov.br/Legislacao/leis/2003/lei10833.htm . |
| Imposto de renda | 9% Contribuição Social (CSLL) (% do rendimento líquido) | Lei nº. 105, datada de 10/01/2001: < http://www.receita.fazenda.gov.br/aliquotas/ContribCsII/Aliquotas.htm >. |

| | |
|--|---|
| 12% de Renda presumida para Taxa Social | Lei nº. 8.981, datada de 20/01/1995: < http://www.receita.fazenda.gov.br/aliquotas/ContribCs/II/ApuracaAnualRecMensBascalcEst.htm >. |
| 25% de Imposto de Renda (IR) (% do rendimento líquido) | Lei nº. 8.541, datada de 23/12/1992: < http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/LEIS/L8541.htm#art20 > |
| 8% de Renda presumida para Imposto de Renda | Decreto nº. 3.000, datado de 26/03/1999: < http://www.receita.fazenda.gov.br/PessoaJuridica/DIPJ/2005/PergResp2005/pr517a555.htm >. |

Descrição detalhada do cálculo do TIR é apresentada na planilha de fluxo de caixa anexada a esta resposta.

O VPL de pequenas centrais hidrelétricas é apresentado na tabela abaixo.

Tabela 11 – VPL de pequenas centrais hidrelétricas

| Projeto | VPL |
|--------------|-------------|
| Caçador | -37.274.562 |
| Cotiporã | -71.467.039 |
| Linha Emília | -38.144.786 |
| Piranhas | -27.204.622 |
| Ponte Alta | -36.960.172 |

Cálculo detalhado do VPL é apresentado na planilha anexada a esta resposta. Toda referência documentada relacionada aos parâmetros considerados no cálculo de VPL foi apresentada à EOD durante a validação.

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

Como pode ser visto, VPL dos projetos estava negativo no momento da decisão de investir, o que demonstra que a atividade de projeto não é financeiramente atraente para o investidor.

Sub-passo 2d. Análise de sensibilidade

Conforme exigido pela Ferramenta de Adicionalidade, uma análise de sensibilidade foi realizada para demonstrar se a conclusão sobre atratividade financeira/econômica é resistente a variações razoáveis em suposições críticas. Além disso afirma que “variações na análise de sensibilidade deve abranger pelo menos uma faixa de + 10% e - 10%”.

Portanto, análise financeira foi realizada alterando os seguintes parâmetros:

- Aumento na renda do projeto (preço da energia e fator de carga/energia assegurada);
- Redução de custos de funcionamento (custos operacionais e investimentos).

Resultados da análise de sensibilidade são apresentados abaixo:

Tabela 12 – Análise de sensibilidade dos projetos Caçador, Cotiporã, Linha Emília, Piranhas e Ponte Alta

| Cenário | Caçador | Coitiporã | Linha Emília | Piranhas | Ponte Alta |
|---|--------------|-------------|--------------|-------------|-------------|
| Original | -37.274.562 | -71.467.039 | -38.144.786 | -27.204.622 | -36.960.172 |
| Aumento no preço da energia | - 32.844.402 | -66.853.636 | -37.178.270 | -23.291.853 | -35.009.176 |
| Aumento no fator de carga (PLF)/energia garantida da usina de projeto | -32.844.402 | -66.853.636 | -37.178.270 | -23.291.853 | -35.009.176 |
| Redução de custos operacionais | -29.363.888 | -63.188.068 | -36.735.229 | -23.682.430 | -33.663.233 |
| Redução do investimento no projeto | -35.264.978 | -69.363.895 | -37.786.710 | -26.309.864 | -36.122.636 |

Considerando os resultados da análise de investimento, o VPL de pequenas centrais hidrelétricas da atividade de projeto proposta sem registro em MDL é negativo, evidenciando que a atividade de projeto não é financeiramente atraente para o investidor, mesmo quando parâmetros mudarem em favor do projeto. Portanto, estas pequenas centrais hidrelétricas, sem dúvida não seriam implementadas sem apoio específico do PROINFA motivado por rendimentos do MDL.

SATISFEITO/APROVADO – Prosseguir para o Passo 3

Passo 3. Análise de barreira

Não se aplica. Adicionalidade foi demonstrada pelo Passo 2 – Análise de Investimento.

Passo 4. Análise da prática comum

De acordo com a “Ferramenta para demonstração e avaliação de adicionalidade”, as “Diretrizes de prática comum” devem ser aplicadas durante realização da análise de prática comum.

Para fins de análise de prática comum o PP aplicou as definições apresentadas nas “Diretrizes de prática comum” no contexto da atividade de projeto proposta, como segue.

Área geográfica aplicável

“A área geográfica aplicável deve ser todo o país anfitrião. Se os participantes do projeto escolherem limitar a área geográfica aplicável a uma área geográfica específica (como uma província, região, etc.) dentro do país anfitrião, devem fornecer justificativas sobre a diferença essencial entre a área geográfica específica identificada e o resto do país anfitrião”.

O Brasil tem uma extensão de 8.514.876,599 quilômetros quadrados²³ (com mais de 4.000 km de distância no eixo Norte-Sul e também Leste-Oeste) e 6 regiões climáticas distintas: subtropical, semiárido, equatorial, tropical, tropical de altitude e tropical Atlântico (tropical úmido). Considerando as condições climáticas distintas, precipitação varia de 500 para mais de 3.000 mm/ano²⁴. Estas variações do clima obviamente têm forte influência nos aspectos técnicos relacionados a implementação de centrais hidrelétricas, pois eventos meteorológicos tem forte influência no processo hidrológico²⁵. Como mencionado por VESELKA (2008), “o clima afeta todos os principais aspectos do setor de energia elétrica de geração de eletricidade, sistema de transmissão e distribuição para consumir a demanda por energia”²⁶.

Uma evidência da diferença de clima regional pode ser notada pela divisão de preço único em sub-mercados (sul, sudeste/centro-oeste, nordeste e norte) conhecida como Preço de Liquidação das Diferenças (“PLD”). PLD é usado para estabelecer o preço de compra e venda de eletricidade no mercado de curto prazo.

Independente disto, as condições climáticas não são a única característica que diferencia as várias regiões brasileiras. Para uso do sistema de transmissão, A Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (“TUSD”) ou Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (“TUST”) deve ser aplicada. A tarifa TUSD/TUST varia dependendo do estado no qual a usina está instalada. A TUSD/TUST é estabelecida pelo regulamento ANEEL e tem forte impacto na análise financeira de um projeto. Apenas como referência, a partir do primeiro semestre de 2010, a TUSD do estado de São Paulo (localizado no mesmo subsistema de Mato

²³ Disponível em: http://www.ibge.gov.br/english/geociencias/cartografia/default_territ_area.shtm.

²⁴ Informações disponíveis ao público em *Instituto Nacional de Meteorologia* – website do *INMET*. Gráfico de normais climatológicas (1961-1990): <<http://www.inmet.gov.br/>>.

²⁵ PINTO, J. A. Estudo de indicadores climáticos para a previsão de longo termo de vazões na bacia do Alto São Francisco. Universidade Federal de Minas Ferais: Belo Horizonte, 2005. Disponível em: <<http://www.smarh.eng.ufmg.br/defesas/20D.PDF>>.

²⁶ VESELKA, T. D. Equilíbrio energético: Um clima cada vez mais quente que pode afetar a eletricidade. *Geotimes*. Notícias sobre a terra, meio ambiente e clima. Instituto Geológico Americano: Agosto de 2008. Disponível em: <http://www.agiweb.org/geotimes/aug08/article.html?id=feature_electricity.html>.

Grosso do Sul e Goiás) foi de BRL 1,82/kW²⁷, BRL 4,64/kW²⁸ no estado de Minas Gerais (mais do que o dobro de São Paulo). E no primeiro semestre de 2012, a TUSD no estado do Rio Grande do Sul foi BRL 3,40/kW²⁹.

Além disso, cada estado tem uma agência ambiental específica responsável por determinar os padrões técnicos exigidos para se obter todas as licenças ambientais, com regulamentos regionais e diferentes processos administrativos estabelecidos por cada estado.

Portanto, ao avaliar as diferentes condições climáticas de cada região, o quadro regulatório específico de cada estado, a subdivisão do preço da energia por mercados e diferentes valores da TUSD/TUST aplicados a cada estado brasileiro, fica claro que o território nacional não consiste dos mesmos “ambientes comparáveis” conforme exigido pela ferramenta metodológica “Ferramenta para demonstração e avaliação de adicionalidade”. Sem dúvida, estas diferenças entre os estados brasileiros (clima, preço da energia, custos de transmissão/distribuição e legislação ambiental) têm impactos técnicos, financeiros e regulatórios para implementação de usinas hidrelétricas. Portanto, é razoável considerar apenas projetos localizados no mesmo estado da atividade de projeto proposta, isto é, Goiás, Mato Grosso do Sul e Rio Grande do Sul.

Medida

“Medida” (para atividades de redução de emissões) é uma ampla classe de atividades de redução de emissões de gases estufa que tenham características comuns”. Quatro tipos de medidas são abrangidas pelo quadro atualmente:

- (a) *Mudança de combustível e alimentação;*
- (b) *Mudança de tecnologia com ou sem mudança de fonte de energia, incluindo melhoria de eficiência energética e também uso de energias renováveis;*
- (c) *Destruição de metano;*
- (d) *Prevenção de formação de metano.*

Considerando as opções apresentadas acima, a atividade de projeto proposta aplica a **opção (b)** pois geração de eletricidade é baseada em energia renovável.

Resultado

“Resultado são as mercadorias/serviços gerados pela atividade de projeto, incluindo, entre outros, calor, vapor, eletricidade, metano e biogás, a menos que especificado em contrário na metodologia aplicada”.

O resultado produzido pela atividade de projeto proposta é a **energia renovável gerada por usinas hidrelétricas conectadas à rede.**

Diferentes tecnologias

De acordo com as “Diretrizes para prática comum”, diferentes tecnologias são tecnologias que forneçam o mesmo resultado e sejam diferentes em pelo menos um dos seguintes:

- (a) *Fonte de energia/combustível*

Somente geração de eletricidade de fontes de água (usinas hidrelétricas) deve ser considerada nesta análise.

²⁷ Resolução ANEEL nº. 961 emitida em 6 de abril de 2010. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/atreh2010961.pdf>>.

²⁸ Resolução ANEEL nº. 960 emitida em 6 de abril de 2010. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/atreh2010960.pdf>>.

²⁹ Resolução Aneel 1280 emitida em 17 de abril de 2012. Disponível em: <https://www.aessul.com.br/poderpublico/site/content/informacoes/arquivos/Res_1280_TarifasAbril2012.pdf>.

(b) Alimentação

Não se aplica.

(c) Tamanho da instalação (capacidade de energia):

- (i) Micro (conforme definido no parágrafo 24 da Decisão 2/CMP.5 e parágrafo 39 da Decisão 3/CMP.6);*
- (ii) Pequena (conforme definido no parágrafo 28 da Decisão 1/CMP.2);*
- (iii) Grande.*

De acordo com o regulamento brasileiro, usinas hidrelétricas de pequena escala são definidas como usinas com capacidades instaladas entre 1MW e 30MW e áreas de reservatório de não mais de 3km² (Resolução ANEEL nº. 652/2003). Pequenas centrais hidrelétricas tem regulamentos específicos relacionados ao meio ambiente e legislação/regulamentos de eletricidade, incluindo impostos. Como a atividade de projeto está inserida no contexto da legislação brasileira, é razoável comparar a atividade de projeto proposta com outras pequenas centrais hidrelétricas de acordo com a definição do País Anfitrião de pequenas centrais hidrelétricas (e não a definição do MDL-EB de pequena escala).

Considerando as explicações acima, nenhuma usina hidrelétrica de larga escala, de acordo com a definição da ANEEL foi considerada nesta análise de prática comum. Portanto, a tecnologia que fornece o mesmo resultado da atividade de projeto proposta no contexto da medida e área geográfica aplicável é geração de eletricidade por pequenas centrais hidrelétricas conectadas à rede. Considerou-se que usinas hidrelétricas de grande escala tinham tecnologia diferente da atividade de projeto proposta.

*(d) Ambiente de investimento na data da decisão de investir, inter alia:**(i) Acesso a tecnologia*

Pequenas centrais hidrelétricas podem ser significativamente diferentes umas das outras, considerando a região onde serão implementadas, clima, topografia, disponibilidade de linhas de transmissão, regularidade do fluxo do rio, etc. Somente por estes motivos é extremamente difícil e não razoável comparar diferentes potenciais e usinas hidrelétricas. Além disso, usinas hidrelétricas não podem ser posicionadas de forma ideal (perto de centros de carga e linhas de transmissão) e facilmente transferidas (movidas para uma região que ofereça melhor tarifa) como, por exemplo, usinas modulares movidas a combustível fóssil (diesel, gás natural). Diferenças podem ser ainda maiores se um grande armazenamento de água não for possível, como é o caso de pequenas centrais hidrelétricas.

Portanto, dependendo da localização do projeto, diferenças relacionadas aos aspectos técnicos de projetos de pequenas centrais hidrelétricas influenciam sua implementação, mesmo se os projetos de pequenas centrais hidrelétricas fiquem localizados na mesma região. Considerando que estas diferenças técnicas obviamente influenciam o investimento/financiamento de um projeto e patrocinadores têm diferentes capacidades de investimento, informações financeiras devem ser consideradas ao analisar projetos de pequenas centrais hidrelétricas. Entretanto, nenhuma informação ou incentivo financeiro de projetos similares está acessível ou disponível ao público, por isso não pode ser incluída nesta análise.

(ii) Subsídios ou outros fluxos financeiros

Não se aplicam, pois estas informações não estão disponíveis ao público.

(iii) Políticas de incentivo

Não se aplicam.

(iv) Regulamentos legais

Quadro do setor elétrico: Até o início dos anos 1990, o setor de energia era quase que exclusivamente composto por companhias públicas. De 1995 em diante, devido ao aumento de taxas de juros internacionais e a falta de capacidade de investimento do estado, o governo iniciou o processo de privatização. Entretanto, até o fim de 2000 resultados ainda eram modestos. Apesar de novas iniciativas, com a finalidade de melhorar a geração de energia no país, terem sido tomadas entre os anos 1990 e 2003, elas não atraíram novos investimentos para o setor.

Em 2003, o governo recém-eleito decidiu revisar completamente o quadro institucional do mercado de eletricidade para impulsionar investimentos no setor de energia elétrica. Regras do mercado foram modificadas e novas instituições foram criadas, como a Empresa de Pesquisa Energética ("EPE") – uma instituição responsável pelo planejamento a longo prazo do setor de eletricidade com a função de avaliar de forma permanente a segurança de fornecimento de energia elétrica - e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica ("CCEE") - uma instituição responsável por gerenciar a comercialização de energia elétrica dentro do sistema interconectado. Esta nova estrutura foi aprovada pela Câmara dos Deputados e publicada em março de 2004.

Como a decisão de investir na atividade de projeto proposta ocorreu no contexto do novo quadro regulatório, o PP considerou apenas projetos com início de operação a partir de março de 2004 em diante. Projetos que começaram a operar antes do novo quadro de eletricidade devem ser considerados como tendo tecnologia diferente da atividade de projeto proposta.

(e) *Outras características, inter alia:*

(i) *Natureza do investimento (exemplo: considera-se que o custo unitário da capacidade ou resultado é diferente se a diferença de custos for de pelo menos 20%)*

Não se aplicam, pois estas informações não estão disponíveis ao público.

Com base nas definições apresentadas acima, a seguinte abordagem por etapas foi usada para fins de prática comum, como segue.

Passo 1: calcular a capacidade aplicável ou faixa de saída como +/- 50% da capacidade de projeto total ou resultado da atividade de projeto proposta

A atividade de projeto proposta inclui cinco (5) pequenas centrais hidrelétricas resultando em 92,5 MW de capacidade instalada. Isto resulta em uma **faixa de 46,25 MW e 138,75 MW**.

Apesar das “Diretrizes para prática comum” afirmarem claramente que o passo 1 deve ser aplicado para a “atividade de projeto”, o PP analisou a capacidade instalada de cada usina inclusa na atividade de projeto proposta para uma abordagem conservadora. Os resultados são apresentados na tabela abaixo.

Tabela 13 – Faixa de resultados de +/- 50% da capacidade instalada de pequenas centrais hidrelétricas inclusas na atividade de projeto proposta

| Projetos | Capacidade Instalada (MW) | -50% de capacidade inst. (MW) | +50% de capacidade inst. (MW) |
|--------------|---------------------------|-------------------------------|-------------------------------|
| Caçador | 22,50 | 11,25 | 33,75 |
| Cotiporã | 19,50 | 9,75 | 29,25 |
| Linha Emília | 19,50 | 9,75 | 29,25 |
| Piranhas | 18,00 | 9,00 | 27,00 |
| Ponte Alta | 13,00 | 6,50 | 19,50 |

Por motivos de conservadorismo, as faixas mais baixas e mais altas foram consideradas para fins de análise de prática comum. Portanto uma **faixa de 6,50 MW e 33,75 MW** foi considerada.

Passo 2: identificar projetos similares (tanto MDL e não MDL) que cumpram com todas as condições a seguir:

(a) *Projetos ficam localizados na área geográfica aplicável*

Projetos localizados nos estados de Goiás, Mato Grosso do Sul e Rio Grande do Sul foram analisados.

(b) *Os projetos aplicam a mesma medida da atividade de projeto proposta*

Projetos de energia renovável foram analisados.

(c) *Os projetos usam a mesma fonte de energia/combustível e alimentação que a atividade de projeto proposta, se uma medida de mudança de tecnologia for implementada pela atividade de projeto proposta*

Projetos de fonte de água foram analisados.

(d) *As usinas nas quais projetos são implementados produzem mercadorias ou serviços de qualidade, propriedades e áreas de aplicação similares (ex. escória) aos da usina de projeto proposta.*

Projetos de energia renovável conectada à rede foram analisados.

(e) *A capacidade ou resultado dos projetos está dentro da capacidade aplicável ou faixa de resultados calculadas no Passo 1*

Conforme discutido no Passo 1, somente eletricidade gerada por usinas hidrelétricas conectadas a rede com faixa de 46,25 MW e 138,75 MW foi considerada nesta análise.

- (f) *Projetos iniciaram operação comercial antes do documento de projeto (MDL-DCP) ser publicado para consulta a parte interessada global ou antes da data de início da atividade de projeto proposta, o que acontecer primeiro, para a atividade de projeto proposta.*

Como apresentado no DCP, a “data de início” do projeto é a data na qual PPAs PROINFA foram assinados, isto é, 30/06/2004. Por outro lado, GSP ocorreu em 09/11/2012. Portanto, apenas projetos como início de operação comercial antes de 30/06/2004 (a primeira data) são considerados para fins de análise de prática comum.

Considerando os critérios apresentados acima, os seguintes projetos foram identificados:

Tabela 14 – Projetos operacionais no Brasil que cumpram com os itens (a), (b), (c), (d), (e) e (f) apresentados acima

| Nº. | Projeto | Capacidade Instalada (MW) | Tipo | Rio | Município | Estado | Início da Operação |
|-----|--|---------------------------|----------------|---------------|--|--------|--------------------|
| 1 | <u>Bugres</u> | 19 | <u>grande</u> | Santa Cruz | Canela - RS | RS | 01/01/1952 |
| 2 | <u>Assis Chateaubriand (antigo Salto Mimoso)</u> | 30 | <u>grande</u> | Pardo | Ribas do Rio Pardo - MS | MS | 01/10/1969 |
| 3 | <u>São Domingos</u> | 14,3 | grande | São Domingos | São Domingos | GO | 01/06/1990 |
| 4 | <u>São Domingos</u> | 12 | <u>pequena</u> | São Domingos | São Domingos - GO | GO | 01/01/1991 |
| 5 | <u>Passo do Meio</u> | 30 | grande | Rio das Antas | Bom Jesus - RS São Francisco de Paula - RS | RS/RS | 17/10/2003 |
| 6 | <u>Ferradura</u> | 9,2 | pequena | Guarita | Erval Seco - RS Redentora - RS | RS/RS | 31/12/2003 |
| 7 | <u>José Barasuol (antiga Linha 3 Leste)</u> | 14,335 | pequena | Ijuí | Ijuí - RS | RS | 31/12/2003 |
| 8 | <u>Paraíso I</u> | 21,6 | grande | Paraíso | Costa Rica - MS | MS | 07/02/2004 |

Fonte: ANEEL/BIG (2014)³⁰

Passo 3: dos projetos identificados no Passo 2, identifique aqueles que não são atividades de projeto MDL, atividades de projeto apresentadas para registro, nem atividades de projeto passando por validação. Anote seu número N_{all}.

Conforme exigido acima, as seguintes atividades de projeto do MDL foram excluídas da lista de projetos apresentada na Tabela 14:

³⁰ ANEEL/BIG (2014). “Agentes Produtores Independentes”. Banco de Informação de Geração (“BIG”). Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”). Informações disponíveis em: <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/AgenteGeracao/ListaAgentes.asp?destino=3>>.

Tabela 15 – Projetos registrados do MDL identificados listados na Tabela 12

| Nº. | Projetos | Ref. MDL | Data de registro | Site |
|-----|----------------------|----------|------------------|---|
| 1 | <u>São Domingos</u> | 3002 | 20/04/2010 | http://MDL.unfccc.int/Projects/DB/DNV-CUK1254204725.79/view |
| 2 | <u>Passo do Meio</u> | 0519 | 02/10/2006 | http://MDL.unfccc.int/Projects/DB/DNV-CUK1152830265.44/view |
| 3 | <u>Paraíso I</u> | 1317 | 11/02/2008 | http://MDL.unfccc.int/Projects/DB/BVQI1188558574.2/view |

Fonte: UNFCCC (2014)³¹

Ao excluir os projetos do MDL mencionados acima da Tabela 14, $N_{all} = 05$.

Passo 4: dos projetos similares identificados no Passo 3, identifique aqueles que aplicam tecnologias diferentes da tecnologia aplicada na atividade de projeto proposta. Anote seu número N_{diff} .

Como estabelecido acima, diferentes tecnologias se referem a: (i) projetos que usam outra fonte de geração de eletricidade além da água; (ii) projetos classificados como sendo de larga escala no regulamento brasileiro (projetos com capacidade instalada de até 30 MW de capacidade instalada e/ou área do reservatório maior do que 3km²) e (iii) projetos com início de operação durante o antigo quadro regulatório do setor elétrico (antes de março de 2004).

Projetos operacionais do Brasil classificados como tendo diferentes tecnologias de acordo com os critérios (i), (ii) e (iii) são apresentados na tabela abaixo.

Tabela 16 - Projetos operacionais do Brasil classificados como tendo diferentes tecnologias – itens (i), (ii) e (iii) acima

| Nº. | Projeto | Capacidade Instalada (MW) | Tipo | Rio | Município | Estado | Início da Operação |
|-----|--|---------------------------|----------------|--------------|-----------------------------------|--------|--------------------|
| 1 | <u>Bugres</u> | 19 | <u>grande</u> | Santa Cruz | Canela - RS | RS | 01/01/1952 |
| 2 | <u>Assis Chateaubriand (Antiga Salto Mimoso)</u> | 30 | <u>grande</u> | Pardo | Ribas do Rio Pardo - MS | MS | 01/10/1969 |
| 3 | <u>São Domingos</u> | 12 | <u>pequena</u> | São Domingos | São Domingos - GO | GO | 01/01/1991 |
| 4 | <u>Ferradura</u> | 9,2 | pequena | Guarita | Erval Seco - RS Redentora - RS | RS/RS | 31/12/2003 |
| 5 | <u>José Barasuol (antiga Linha 3 Leste)</u> | 14,335 | pequena | Ijuí | Ijuí - RS | RS | 31/12/2003 |

Fonte: ANEEL/BIG (2014)³²

³¹ UNFCCC (2014). Busca por ciclo de projetos. Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima. Disponível em: <<http://MDL.unfccc.int/Projects/projsearch.html>>.

Fontes de informações relacionadas ao início de operação dos projetos mencionados acima são detalhadas na planilha de prática comum apresentada à EOD durante a validação.

Passo 5: Calcular o fator $F=1-N_{diff}/N_{all}$ representando a parte de projetos similares (taxa de penetração da medida/tecnologia) usando uma medida/tecnologia similar aquela usada na atividade de projeto proposta que forneça o mesmo resultado ou capacidade da atividade de projeto proposta

Considerando os resultados acima, $N_{all} = 05$ e $N_{diff} = 05$. Portanto:

$$N_{all} - N_{diff} = 0 < 3 \text{ e}$$

$$F = 1 - N_{diff}/N_{all} = 0.0 < 0.2$$

Como pode ser visto na análise mencionada acima, o fator F é menor que 0.2 e $N_{all}-N_{diff}$ é menor que 3. Portanto, pode-se concluir que a atividade de projeto proposta não é prática comum.

SATISFEITO/APROVADO – O Projeto é ADICIONAL

B.7. Reduções de emissões

B.7.1. Explicações de escolhas metodológicas

>>

Emissões de projeto

De acordo com ACM0002, para a maioria das atividades de projeto de geração de energia elétrica renovável, $PE_y = 0$. Entretanto, algumas atividades de projeto podem envolver emissões de projeto que podem ser significativas. Estas emissões devem ser consideradas como emissões de projeto usando a seguinte equação:

$$PE_y = PE_{FF,y} + PE_{GP,y} + PE_{HP,y} \quad \text{Equação 1}$$

Onde:

PE_y = Emissões de projeto no ano y (tCO₂e);

$PE_{FF,y}$ = Emissões de projeto de consumo de combustível fóssil no ano y (tCO₂);

$PE_{GP,y}$ = Emissões de projeto da operação de usinas geotérmicas devido a liberação de gases não condensáveis no ano y (tCO₂e);

$PE_{HP,y}$ = Emissões de projeto de reservatórios de água de usinas hidrelétricas no ano y (tCO₂e).

As emissões de projeto relacionadas a atividade de projeto proposta são emissões de CO₂ e CH₄ de reservatórios de água. De acordo com ACM0002, emissões de projeto do reservatórios dependem da densidade de potência de projetos hidrelétricos calculados como segue:

$$PD = \frac{Cap_{PJ} - Cap_{BL}}{A_{PJ} - A_{BL}} \quad \text{Equação 2}$$

Onde:

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

Cap_{PJ} = Capacidade instalada da usina hidrelétrica após implementação da atividade de projeto (W);

Cap_{BL} = Capacidade instalada da usina hidrelétrica antes da implementação da atividade de projeto (W). Para usinas hidrelétricas novas este valor é zero;

A_{PJ} = Área do reservatório medida na superfície da água, após implementação da atividade de

³² ANEEL/BIG (2014). "Agentes Produtores Independentes". Banco de Informação de Geração ("BIG"). Agência Nacional de Energia Elétrica ("ANEEL"). Informações disponíveis em: <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/AgenteGeracao/ListaAgentes.asp?destino=3>>.

A_{BL} = projeto, quando o reservatório estiver cheio (m^2);
 • A BL – Área do reservatório medida na superfície da água, antes da implementação da atividade de projeto, quando o reservatório estiver cheio (m^2). Para reservatórios novos este valor é zero;

Se a densidade de potência (PD) da usina hidrelétrica for maior que $4 W/m^2$ e menor ou igual a $10 W/m^2$:

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

Equação 3

Onde:

- PE_y = Emissão do reservatório em tCO_2e/ano ;
 EF_{Res} = O fator de emissão padrão para emissões de reservatórios de usinas hidrelétricas e o valor padrão de acordo com EB23 é de $90 kg CO_2e/MWh$;
 TEG_y = A eletricidade total produzida pela atividade de projeto, incluindo a eletricidade fornecida à rede e a eletricidade fornecida a cargas internas, no ano y (MWh).

Se a densidade de potência (PD) da usina hidrelétrica for maior que $10 W/m^2$, $PE_y = 0$

Emissões de linha de base

Emissões de linha de base (BE_y , como tCO_2e) são obtidas pelo produto do fator de emissões da linha de base (EF_y como tCO_2e/MWh) pela eletricidade fornecida à rede pela atividade de projeto (EG_y , como MWh) como segue:

$$BE_y = EG_{PJ,y} \cdot EF_{grid,CM,y}$$

Equação 4

Onde:

- BE_y = Emissões de linha de base no ano y (tCO_2/ano);
 $EG_{PJ,y}$ = Quantidade líquida de eletricidade injetada na rede como resultado da implementação do projeto do MDL no ano y (MWh/ano);
 $EF_{grid,CM,y}$ = O fator de emissão de CO_2 da margem combinada para geração de energia conectada à rede no ano calculada usando a versão mais recente da “Ferramenta para cálculo do fator de emissão para um sistema elétrico” (tCO_2e/MWh).

I. Cálculo da margem combinada do fator de emissão de CO_2 para geração de eletricidade conectada à rede ($EF_{grid,CM,y}$)

De acordo com a “Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema de eletricidade” os seis (6) passos a seguir devem ser aplicados para calcular o fator de emissão de linha de base como detalhado abaixo.

PASSO 1 – Identificar os sistemas de eletricidade relevantes

De acordo com a ferramenta, “se a AND do país anfitrião tiver publicado uma delineação do sistema de eletricidade do projeto e sistemas de eletricidade conectados, estas delineações devem ser usadas. Se tais delineações não estiverem disponíveis, participantes do projeto devem definir o sistema de eletricidade do projeto e qualquer sistema de eletricidade conectado e justificar e documentar suas suposições em MDL-DCP”.

A AND brasileira publicou a Resolução nº. 8, emitida em 26 de maio de 2008, definindo a Rede Interconectada Brasileira como um único sistema que abrange todas as cinco regiões macro geográficas do país (Norte, Nordeste, Sul, Sudeste e Centro-Oeste). Portanto, este valor foi usado para calcular o fator de emissão de linha de base da rede.

PASSO 2 – Decidir se irá incluir usinas fora da rede no sistema de eletricidade do projeto (opcional)

A ferramenta fornece as duas (2) opções a seguir para calcular a margem de operação e fator de emissão da margem de construção:

- Opção (i): somente usinas da rede foram incluídas no cálculo;
 Opção (ii) usinas da rede e fora da rede foram incluídas no cálculo.

A AND brasileira disponibilizou o cálculo do fator de emissão com base somente nas informações de usinas da rede – opção (i) – seguindo a “Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema de eletricidade”. Maiores informações sobre os métodos podem ser obtidas no website da AND (<http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/4016.html>). Com dados publicados pela AND brasileira são usados, a opção (i) foi considerada neste CP

PASSO 3 – Selecionar um método para determinar a margem de operação (OM).

O cálculo do fator de emissão da margem de operação ($EF_{grid,OM,y}$) é baseado em um dos métodos a seguir:

- (a) OM simples, ou
- (b) OM simples ajustada, ou
- (c) OM da análise de dados de envio, ou
- (d) OM médio.

Como não há método preferencial para cálculo do fator de emissão da OM, a opção (c) OM de análise de dados de envio foi escolhida, pois é o método escolhido pela AND brasileira. Maiores informações sobre o fator de emissão da OM podem ser obtidas no website da AND (<http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/74689.html>).

De acordo com a “Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema de eletricidade”, no método “OM da análise de dados de envio”, deve ser considerado o ano no qual a atividade de projeto desloca eletricidade da rede e atualiza o fator de emissão anualmente durante o monitoramento. Portanto, este agrupamento aplica dados antigos ex post.

PASSO 4 – Calcular o fator de emissão da margem de operação de acordo com o método selecionado

O fator de emissão de OM de análise de dados de envio ($EF_{grid,OM-DD,y}$) é determinado com base nas unidades de potência da rede que são de fato despachados na margem a cada hora h na qual o projeto deslocar eletricidade da rede. Deve ser calculado de acordo com as fórmulas abaixo:

$$EF_{grid,OM-DD,y} = \frac{\sum_h EG_{PJ,h} \times EF_{EL,DD,h}}{EG_{PJ,y}} \quad \text{Equação 5}$$

Onde:

- $EF_{grid,OM-DD,y}$ = Fator de emissão de CO₂ da margem de operação de análise de dados de envio no ano y (tCO₂/MWh);
- $EG_{PJ,h}$ = Eletricidade deslocada pela atividade de projeto por hora h do ano y (MWh);
- $EF_{EL,DD,h}$ = Fator de emissão de CO₂ para unidades de potência no topo da ordem de envio por hora h no ano y (tCO₂/MWh);
- $EG_{PJ,y}$ = Eletricidade total deslocada pela atividade de projeto no ano y (MWh);
- H = Horas do ano y nas quais a atividade de projeto desloca eletricidade da rede;
- Y = Ano no qual a atividade de projeto desloca eletricidade da rede.

Cálculo do fator de emissão de CO₂ por hora para unidades de potência da rede ($EF_{EL,DD,h}$)

A AND brasileira publica anualmente o fator de emissão de margem de operação com base na opção (c) análise de dados de envio. Portanto, este valor foi considerado na atividade de projeto proposta.

Cálculo para determinar o conjunto de unidades de potência da rede n no topo do envio

A AND brasileira publica anualmente o fator de emissão de margem de operação com base na opção (c) análise de dados de envio. Portanto, este valor foi considerado na atividade de projeto proposta.

PASSO 5 – Calcular o fator de emissão de margem de construção (BM)

O fator de emissões de margem de construção é o fator de emissão de média ponderada de geração (tCO₂/MWh) de todas as unidades de potência durante os anos mais recentes y para os quais dados de geração de eletricidade estão disponíveis, calculados como segue:

$$EF_{grid,BM,y} = \frac{\sum_m EG_{m,y} \times EF_{EL,m,y}}{\sum_m EG_{m,y}} \quad \text{Equação 6}$$

Onde:

| | | |
|------------------|---|--|
| $EF_{grid,BM,y}$ | = | Fator de emissão de CO ₂ de margem de construção no ano y (tCO ₂ /MWh); |
| $EG_{m,y}$ | = | Quantidade líquida de eletricidade gerada e fornecida à rede por unidade de potência m no ano y (MWh); |
| $EF_{EL,m,y}$ | = | Fator de emissão de CO ₂ de unidade de potência no ano y (tCO ₂ /MWh); |
| M | = | Unidades de potência inclusas na margem de construção; |
| Y | = | Ano histórico mais recente para o qual dados de geração de eletricidade estão disponíveis. |

Em termos de dados antigos, as duas (2) opções a seguir podem ser usadas:

Opção 1: Para o primeiro período de créditos, calcule o fator de emissão de margem de construção ex ante com base nas informações mais recentes disponíveis em unidades já construídas para o grupo de amostra m no momento da apresentação de PoA-DD à EOD para validação. Para o segundo período de créditos, o fator de emissão de margem de construção deve ser atualizado com base nas informações mais recentes em unidades já construídas no momento da apresentação da solicitação de renovação do período de créditos à EOD. Para o terceiro período de créditos, o fator de emissão de margem de construção calculado para o segundo período de créditos deve ser usado. Esta opção não exige monitoramento do fator de emissão durante o período de créditos.

Opção 2: Para o primeiro período de créditos, o fator de emissão de margem de construção deve ser atualizado anualmente, ex post, incluindo as unidades construídas até o ano de registro da atividade de projeto ou, se informações até o ano de registro ainda não estiverem disponíveis, incluindo as unidades construídas até o último ano para o qual informações estavam disponíveis. Para o segundo período de créditos, o fator de emissões de margem de construção deve ser calculado ex ante, conforme descrito na Opção 1 acima. Para o terceiro período de créditos, o fator de emissão de margem de construção calculado para o segundo período de créditos deve ser usado.

A Opção 2 é considerada no CPA proposto, isto é, dados antigos ex-post.

Cálculo para determinar o conjunto de unidades de potência m inclusos na margem de construção

A AND brasileira publica anualmente a emissão de margem de construção. Portanto, este valor foi considerado na atividade de projeto proposta.

Cálculo do fator de emissão de CO₂ para cada unidade de potência m ($EF_{EL,m,y}$)

A AND brasileira publica anualmente o cálculo da emissão de margem de construção. Portanto, este valor foi considerado na atividade de projeto proposta.

PASSO 6 – Calcular o fator de emissão de margem combinada (CM)

O cálculo do fator de emissão da margem combinada (CM) é baseado em um dos métodos a seguir:

- (a) CM de média ponderada; ou
- (b) CM simplificada.

Como o método de CM de média ponderada (opção A) é a opção preferida de acordo com a ferramenta, este método foi considerado. O fator de emissões de margem combinada é calculado como segue:

$$EF_{grid,CM,y} = EF_{grid,OM,y} \cdot w_{OM} + EF_{grid,BM,y} \cdot w_{BM} \quad \text{Equação 7}$$

Onde:

| | | |
|------------------|---|---|
| $EF_{grid,BM,y}$ | = | Fator de emissão de CO ₂ de margem de construção no ano y (tCO ₂ /MWh); |
| $EF_{grid,OM,y}$ | = | Fator de emissão de CO ₂ de margem de operação no ano y (tCO ₂ /MWh); |
| w_{OM} | = | Peso do fator de emissões de margem de operação (%); |
| w_{BM} | = | Peso do fator de emissões de margem de construção (%); |

Os valores padrão a seguir devem ser usados para w_{OM} e w_{BM} :

- Atividades de projeto de geração de energia eólica e solar: $w_{OM} = 0,75$ e $w_{BM} = 0,25$ (devido a sua natureza intermitente e que não pode ser enviada) para o primeiro período de créditos e para os períodos de crédito posteriores;
- Todos os outros projetos: $w_{OM} = 0,5$ e $w_{BM} = 0,5$ para o primeiro período de créditos, e $w_{OM} = 0,25$ e $w_{BM} = 0,75$ para o segundo e terceiro período de créditos, a menos que especificado em contrário na metodologia aprovada à qual esta ferramenta se refere.

II. Quantidade líquida de geração de eletricidade produzida e alimentada na rede como resultado da implementação da atividade de projeto do MDL ($EG_{PJ,y}$)

De acordo com ACM0002, o cálculo de $EG_{PJ,y}$ é diferente dependendo do caso do projeto. Como a atividade de projeto proposta consiste de uma planta inteiramente nova, a seguinte equação deve ser usada:

$$EG_{PJ,y} = EG_{facility,y}$$

Equação 8

Onde:

$EG_{PJ,y}$ = Quantidade líquida de geração de eletricidade produzida e alimentada na rede como resultado da implementação da atividade de projeto do MDL no ano y (MWh);

$EG_{facility,y}$ = Quantidade líquida de geração de eletricidade fornecida pela usina/unidade de projeto à rede no ano y (MWh).

Reduções de emissões

Reduções de emissões são calculados como segue:

$$ER_y = BE_y - PE_y$$

Equação 9

Onde:

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

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

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

Vazamento

De acordo com ACM0002, “nenhuma emissão por vazamento foi considerada. Emissões potencialmente geradas por atividades como construção de usina e emissões upstream se uso de combustível fóssil (ex. extração, processamento e transporte) são negligenciadas”. Portanto, $L_y = 0$ tCO₂e.

B.7.2. Dados e parâmetros estabelecidos ex ante

| | |
|---|---|
| Dados / Parâmetro | EF_{Res} |
| Unidade | kgCO ₂ e/MWh |
| Descrição | Fator de emissão padrão para emissões de reservatórios. |
| Fonte de dados | Decisão em EB 23. |
| Valor (es) aplicado (s) | 90 |
| Escolha de dados ou Métodos e procedimentos de medição | Estabelecido por ACM0002. |
| Finalidade dos dados | Emissões de projeto. |
| Comentário adicional | - |

| | |
|--------------------------|---|
| Dados / Parâmetro | Cap_{pj} |
| Unidade | W |
| Descrição | Capacidade instalada da usina hidrelétrica antes da implementação da atividade de projeto. Para usinas hidrelétricas novas este valor é zero. |
| Fonte de dados | Local do projeto. |

| | |
|---|--|
| Valor (es) aplicado (s) | 0 |
| Escolha de dados ou Métodos e procedimentos de medição | Determinar a capacidade instalada com base em normas reconhecidas. |
| Finalidade dos dados | Emissões de linha de base. |
| Comentário adicional | - |

| | |
|---|---|
| Dados / Parâmetro | A_{BL} |
| Unidade | m^2 |
| Descrição | Área de reservatórios únicos ou múltiplos medida na superfície da água, antes da implementação da atividade de projeto, quando o reservatório está cheio (m_2). Para reservatórios novos este valor é zero. |
| Fonte de dados | Local do projeto. |
| Valor (es) aplicado (s) | 0 |
| Escolha de dados ou Métodos e procedimentos de medição | Medida de levantamentos topográficos, mapas, imagens de satélite, etc. |
| Finalidade dos dados | Emissões de projeto. |
| Comentário adicional | - |

B.7.3. Cálculo ex-ante de reduções de emissão

>>

Emissões de projeto

Para determinar se há emissões de projeto envolvidas na atividade de projeto proposta, as densidades energéticas de pequenas usinas hidrelétricas foram calculadas como segue:

Tabela 17 – Cálculo de densidade de potência

| Projeto | Cap _{PJ} (MW) | A _{PJ} (km ²) | PD (W/m ²) |
|--------------|---------------------------|---------------------------------------|---------------------------|
| Caçador | 22,50 | 0,06 | 387,93 |
| Cotiporã | 19,50 | 0,465 | 41,94 |
| Linha Emília | 19,50 | 0,93 | 20,97 |
| Piranhas | 18,00 | 0,8 | 22,50 |
| Ponte Alta | 13,00 | 0,49 | 26,53 |

Fonte: ANEEL/SIGEL (2014)³³

Como as densidades de potência das pequenas centrais hidrelétricas incluídas na atividade de projeto são maiores do que 10 W/m², não há emissões de projeto envolvidas na atividade de projeto proposta.

Emissões de linha de base

³³ ANEEL/SIGEL (2014). Sistema de Informações Georreferenciadas do Setor Elétrico ("SIGEL"). Agência Nacional de Energia Elétrica ("ANEEL"). Informações disponíveis em: <<http://sigel.aneel.gov.br/kmz.html>>.

Emissões de linha de base são calculadas com base no fator de emissão de CO₂ da rede e a eletricidade enviada à rede pela atividade de projeto, como segue.

I. Cálculo da margem combinada do fator de emissão de CO₂ para geração de eletricidade conectada à rede ($EF_{grid,CM,y}$)

O cálculo *ex ante* do fator de emissão de CO₂ de margem combinada para geração de energia conectada a rede ($EF_{grid,CM,y}$) segue os passos estabelecidos na “Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema de eletricidade”, que são apresentados abaixo:

PASSO 1 – Identificar os sistemas de eletricidade relevantes

De acordo com a Resolução nº. 8 emitida pela AND brasileira em 26 de maio de 2008, o Sistema Interligado Nacional (“SIN”) corresponde ao sistema a ser considerado. Abrange todas as cinco regiões macrogeográficas do país (Norte, Nordeste, Sul, Sudeste e Centro-Oeste) conforme apresentado na figura abaixo.

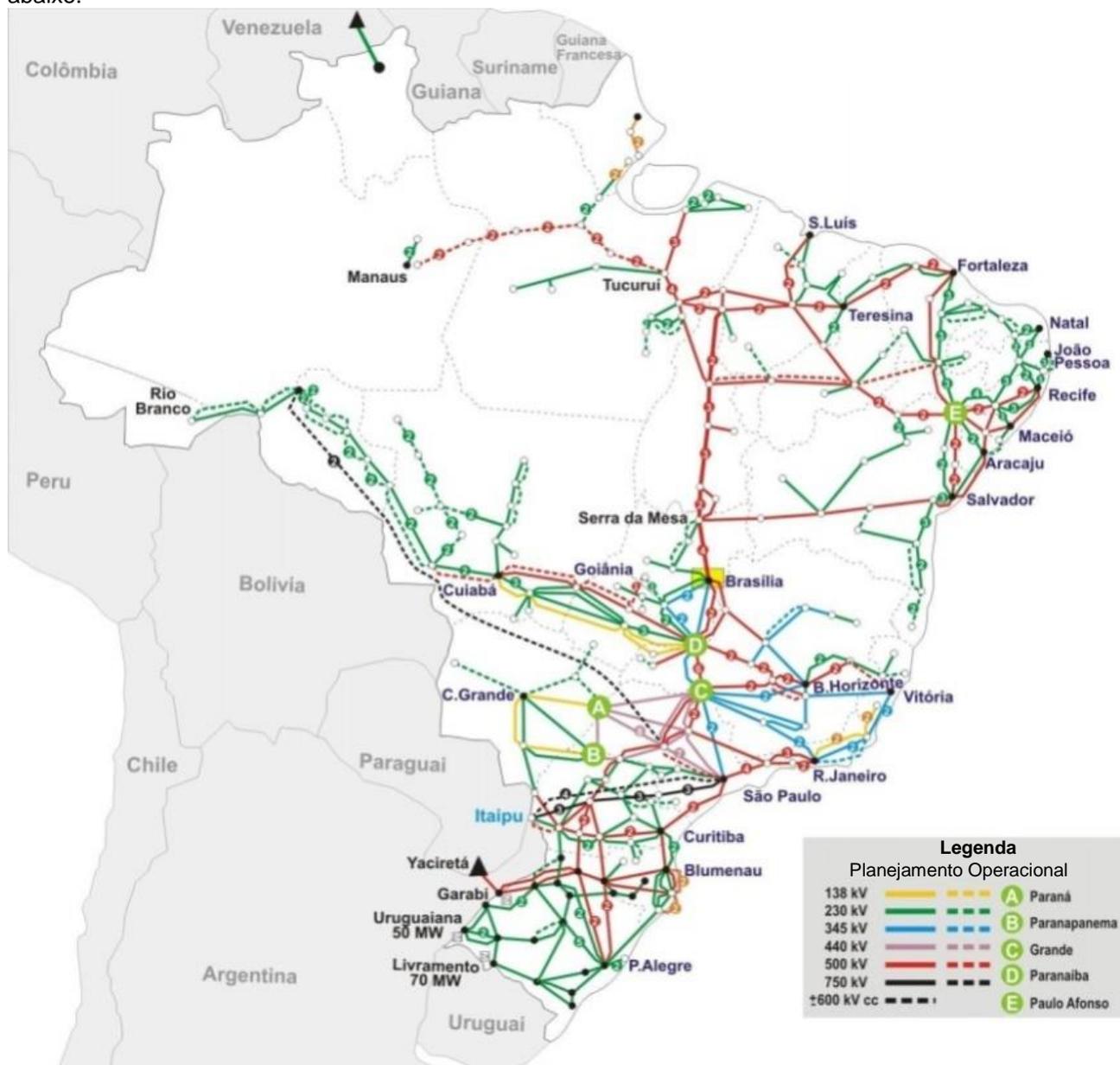


Figura 3 – Sistema Interligado Nacional Fonte: ONS (2011)³⁴

³⁴Operador Nacional do Sistema Elétrico (“ONS”). Mapas do SIN. Informações disponíveis em: <<http://www.ons.org.br/>>. Acessado em 13 de maio de 2011.

PASSO 2 – Decidir se irá incluir usinas fora da rede no sistema de eletricidade do projeto (opcional)

A Opção I foi escolhida e somente usinas conectadas à rede foram consideradas.

PASSO 3 – Selecionar um método para determinar a margem de operação (OM)

A AND brasileira disponibilizou a OM ao público através de OM de análise de dados de envio (opção c). Portanto, este método foi usado para a atividade de projeto proposta. Consulte a seção B.6.1. para explicações sobre escolhas de métodos.

PASSO 4 – Calcular o fator de emissão da margem de operação de acordo com o método selecionado

A AND brasileira disponibilizou a OM de fator de emissão ao público através de OM de análise de dados de envio (opção c). Portanto, dados de 2014 foram usados (os dados mais recentes disponíveis), como apresentado abaixo.

$$EF_{\text{grid,OM-DD,y}} = 0,5836 \text{ tCO}_2\text{e/MWh}$$

PASSO 5 – Calcular o fator de emissão de margem de construção (BM)

A AND brasileira disponibilizou ao público o fator de emissão de margem de construção. Portanto, dados de 2014 foram usados (os dados mais recentes disponíveis), como apresentado abaixo.

$$EF_{\text{grid,BM,y}} = 0,2963 \text{ tCO}_2\text{e/MWh}$$

PASSO 6 – Calcular o fator de emissão de margem combinada (CM)

Aplicando os resultados apresentados acima nos PASSOS 4 e 5 acima à Equação 7 apresentada na seção B.6.1. e considerando os pesos $w_{\text{OM}} = 0,50$ e $w_{\text{BM}} = 0,50$, obtemos:

$$EF_{\text{grid,CM,y}} = 0,5 \times 0,5836 + 0,5 \times 0,2963 \text{ tCO}_2\text{e/MWh}$$

$$EF_{\text{grid,CM,y}} = 0,4400 \text{ tCO}_2\text{e/MWh}$$

II. Quantidade líquida de geração de eletricidade produzida e alimenta na rede como resultado da implementação da atividade de projeto do MDL (EGPJ,y)

Conforme mencionado na seção B.6.1, $EG_{\text{PJ,y}} = EG_{\text{facility,y}}$. A quantidade estimada de geração líquida de energia fornecida pela usina/unidade de projeto à rede é calculada com base na energia assegurada de usinas fornecida por desenvolvedores do projeto para aprovação de implementação à Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

A Tabela 18 apresenta a energia assegurada/fator de capacidade de usinas de acordo com o website da ANEEL.

Tabela 18 – PLF das pequenas centrais hidrelétricas inclusas na atividade de projeto proposta

| Projeto | Capacidade Instalada (MW) | Energia Assegurada (MW-ave) | Fator de Carga da Usina [Energia Assegurada – Capacidade Instalada] |
|--------------|---------------------------|-----------------------------|---|
| Caçador | 22,50 | 13,53 | 60,1% |
| Cotiporã | 19,50 | 12,84 | 65,8% |
| Linha Emília | 19,50 | 13,19 | 67,6% |
| Piranhas | 18,00 | 10,89 | 60,5% |
| Ponte Alta | 13,00 | 5,43 | 41,8% |

Fonte: ANEEL/BIG (2013) e ANEEL/CEDOC (2014)³⁵

Portanto, a atividade de projeto proposta aplica a opção (a) das “Diretrizes para relatório e validação dos fatores de carga da usina”, isto é, “o fator de carga da planta fornecido aos bancos e/ou financiadores de

³⁵ ANEEL/CEDOC (2014). Centro de documentação da ANEEL (“CEDOC”). Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”). Disponível em: <<http://biblioteca.aneel.gov.br/index.html>>.

capital ao solicitar financiamento para a atividade de projeto, ou para o governo ao solicitar aprovação de implementação para a atividade de projeto”.

Reduções de emissões

Reduções de emissões são calculadas através da Equação 9, conforme apresentado na tabela abaixo.

Tabela 19 – Reduções de emissões estimadas para a atividade de projeto

| Projeto | BE _y (tCO ₂ e/ano) | PE _y tCO ₂ e/ano | ER _y (tCO ₂ e/ano) |
|--------------|---|---|---|
| Caçador | 52.145 | 0 | 52.145 |
| Cotiporã | 49.486 | 0 | 49.486 |
| Linha Emília | 50.835 | 0 | 50.835 |
| Piranhas | 41.970 | 0 | 41.970 |
| Ponte Alta | 20.927 | 0 | 20.927 |

Vazamento

Conforme mencionado na seção B.6.1, vazamento no contexto da atividade de projeto é 0 (zero).

B.7.4. Resumo de estimativas de reduções de emissões ex ante

| Ano | Emissões de linha de base (t CO ₂ e) | Emissões de projeto (t CO ₂ e) | Vazamento (t CO ₂ e) | Reduções de emissões (t CO ₂ e) |
|--|--|--|------------------------------------|---|
| Ano 1 – (2017) | 215.363 | 0.0 | 0.0 | 215.363 |
| Ano 2 – (2018) | 215.363 | 0.0 | 0.0 | 215.363 |
| Ano 3 – (2019) | 215.363 | 0.0 | 0.0 | 215.363 |
| Ano 4 – (2020) | 215.363 | 0.0 | 0.0 | 215.363 |
| Ano 5 – (2021) | 215.363 | 0.0 | 0.0 | 215.363 |
| Ano 6 – (2022) | 215.363 | 0.0 | 0.0 | 215.363 |
| Ano 7 – (2023) | 215.363 | 0.0 | 0.0 | 215.363 |
| Ano 8 – (2024) | 215.363 | 0.0 | 0.0 | 215.363 |
| Ano 9 – (2025) | 215.363 | 0.0 | 0.0 | 215.363 |
| Ano 10 – (2026) | 215.363 | 0.0 | 0.0 | 215.363 |
| Total | 2.153.635 | 0 | 0 | 2.153.635 |
| Total de anos de crédito | 10 | | | |
| Média anual durante o período de créditos | 215.363 | 0 | 0 | 215.363 |

B.8. Plano de monitoramento

B.8.1. Dados e parâmetros a serem monitorados

| Dados / Parâmetro | EG_{facility,y} | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---------|------------------------------------|---------|---------|----------|---------|--------------|---------|----------|--------|------------|--------|--|
| Unidade | MWh/ano | | | | | | | | | | | | | |
| Descrição | Quantidade líquida de geração de eletricidade fornecida pela usina/unidade de projeto à rede no ano y. | | | | | | | | | | | | | |
| Fonte de dados | Medidores de eletricidade. | | | | | | | | | | | | | |
| Valor (es) aplicado (s) | <table border="1"> <thead> <tr> <th>Projeto</th> <th>EG_{facility,y} (MWh/ano)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Caçador</td> <td>118.523</td> </tr> <tr> <td>Cotiporã</td> <td>112.478</td> </tr> <tr> <td>Linha Emília</td> <td>115.544</td> </tr> <tr> <td>Piranhas</td> <td>95.396</td> </tr> <tr> <td>Ponte Alta</td> <td>47.567</td> </tr> </tbody> </table> | Projeto | EG _{facility,y} (MWh/ano) | Caçador | 118.523 | Cotiporã | 112.478 | Linha Emília | 115.544 | Piranhas | 95.396 | Ponte Alta | 47.567 | |
| Projeto | EG _{facility,y} (MWh/ano) | | | | | | | | | | | | | |
| Caçador | 118.523 | | | | | | | | | | | | | |
| Cotiporã | 112.478 | | | | | | | | | | | | | |
| Linha Emília | 115.544 | | | | | | | | | | | | | |
| Piranhas | 95.396 | | | | | | | | | | | | | |
| Ponte Alta | 47.567 | | | | | | | | | | | | | |
| Métodos e procedimentos de medição | <p>Este parâmetro deve ser monitorado usando medidor de energia bidirecional ou calculado como a diferença entre (a) a quantidade de eletricidade fornecida pela usina/unidade do projeto à rede; e (b) a quantidade de eletricidade da usina/unidade de projeto da rede. Caso seja calculado, os seguintes parâmetros devem ser medidos:</p> <p>(a) Quantidade de geração de eletricidade fornecida pela usina/unidade de projeto à rede; e</p> <p>(b) Quantidade de eletricidade fornecida para a usina/unidade de projeto pela rede.</p> | | | | | | | | | | | | | |
| Frequência de monitoramento | Medição contínua e registro no mínimo mensal. | | | | | | | | | | | | | |
| Procedimentos QA/QC | Medição com verificação cruzada resulta em registros de eletricidade vendida. | | | | | | | | | | | | | |
| Finalidade dos dados | Emissões de linha de base. | | | | | | | | | | | | | |
| Comentário adicional | Cálculo de EG _{facility,y} para reduções de emissões estimadas é baseado na energia assegurada de projetos fornecida pela ANEEL. | | | | | | | | | | | | | |

| | | |
|---|--|--|
| Dados / Parâmetro | EF_{grid,CM,y} | |
| Unidade | tCO ₂ /MWh | |
| Descrição | Fator de emissão de CO ₂ de margem combinada para geração de eletricidade conectada à rede no ano y calculado usando a versão mais recente da “Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema de eletricidade” | |
| Fonte de dados | A AND brasileira. | |
| Valor (es) aplicado (s) | 0,4400 | |
| Métodos e procedimentos de medição | De acordo com a “Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema de eletricidade”. | |
| Frequência de monitoramento | Por hora e anual. | |
| Procedimentos QA/QC | Fonte de dados oficial. | |
| Finalidade dos dados | Emissões de linha de base. | |
| Comentário adicional | Para fins de estimativa, dados do ano de 2014 foram usados. | |

| Dados / Parâmetro | Cap_{PJ} | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|--|----------------|-----------------------------|---------|------------|----------|------------|--------------|------------|----------|------------|------------|------------|
| Unidade | W | | | | | | | | | | | | | |
| Descrição | Capacidade instalada da usina hidrelétrica após implementação da atividade de projeto. | | | | | | | | | | | | | |
| Fonte de dados | Etiqueta de equipamentos instalados no local do projeto. | | | | | | | | | | | | | |
| Valor (es) aplicado (s) | <table border="1"> <thead> <tr> <th>Projeto</th> <th>Cap_{PJ} (W)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Caçador</td> <td>22.500.000</td> </tr> <tr> <td>Cotiporã</td> <td>19.500.000</td> </tr> <tr> <td>Linha Emília</td> <td>19.500.000</td> </tr> <tr> <td>Piranhas</td> <td>18.000.000</td> </tr> <tr> <td>Ponte Alta</td> <td>13.000.000</td> </tr> </tbody> </table> | | Projeto | Cap_{PJ} (W) | Caçador | 22.500.000 | Cotiporã | 19.500.000 | Linha Emília | 19.500.000 | Piranhas | 18.000.000 | Ponte Alta | 13.000.000 |
| Projeto | Cap_{PJ} (W) | | | | | | | | | | | | | |
| Caçador | 22.500.000 | | | | | | | | | | | | | |
| Cotiporã | 19.500.000 | | | | | | | | | | | | | |
| Linha Emília | 19.500.000 | | | | | | | | | | | | | |
| Piranhas | 18.000.000 | | | | | | | | | | | | | |
| Ponte Alta | 13.000.000 | | | | | | | | | | | | | |
| Métodos e procedimentos de medição | Determinar a capacidade instalada com base nas especificações do fabricante, dados de comissionamento ou normas reconhecidas. | | | | | | | | | | | | | |
| Frequência de monitoramento | Uma vez no início de cada período de créditos. | | | | | | | | | | | | | |
| Procedimentos QA/QC | - | | | | | | | | | | | | | |
| Finalidade dos dados | Emissões de projeto. | | | | | | | | | | | | | |
| Comentário adicional | - | | | | | | | | | | | | | |

| Dados / Parâmetro | A_{PJ} | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|--|----------------|---------------------------------------|---------|--------|----------|---------|--------------|---------|----------|---------|------------|---------|
| Unidade | m ² | | | | | | | | | | | | | |
| Descrição | Área de reservatórios únicos ou múltiplos medida na superfície da água, após implementação da atividade de projeto, quando o reservatório estiver cheio. | | | | | | | | | | | | | |
| Fonte de dados | Local do projeto. | | | | | | | | | | | | | |
| Valor (es) aplicado (s) | <table border="1"> <thead> <tr> <th>Projeto</th> <th>A_{PJ} (m²)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Caçador</td> <td>58.000</td> </tr> <tr> <td>Cotiporã</td> <td>465.000</td> </tr> <tr> <td>Linha Emília</td> <td>930.000</td> </tr> <tr> <td>Piranhas</td> <td>800.000</td> </tr> <tr> <td>Ponte Alta</td> <td>490.000</td> </tr> </tbody> </table> | | Projeto | A_{PJ} (m²) | Caçador | 58.000 | Cotiporã | 465.000 | Linha Emília | 930.000 | Piranhas | 800.000 | Ponte Alta | 490.000 |
| Projeto | A_{PJ} (m²) | | | | | | | | | | | | | |
| Caçador | 58.000 | | | | | | | | | | | | | |
| Cotiporã | 465.000 | | | | | | | | | | | | | |
| Linha Emília | 930.000 | | | | | | | | | | | | | |
| Piranhas | 800.000 | | | | | | | | | | | | | |
| Ponte Alta | 490.000 | | | | | | | | | | | | | |
| Métodos e procedimentos de medição | <p>A área do reservatório será monitorada através de dados topográficos no local da atividade de projeto (feita uma vez no momento do projeto) e o nível do reservatório será monitorado anualmente pelo patrocinador do projeto.</p> <p>O nível da água a ser comparado com o estudo topográfico será baseado no nível médio da água, que será verificado anualmente. Arquivado eletronicamente.</p> | | | | | | | | | | | | | |
| Frequência de monitoramento | Uma vez no início de cada período de créditos. | | | | | | | | | | | | | |
| Procedimentos QA/QC | Medida de levantamentos topográficos, mapas, imagens de satélite, etc. | | | | | | | | | | | | | |
| Finalidade dos dados | Emissões de projeto. | | | | | | | | | | | | | |
| Comentário adicional | A _{PJ} apresentado acima é baseado nas informações fornecidas pela ANEEL/SIGEL. | | | | | | | | | | | | | |

B.8.2. Plano de amostragem

>>

Não se aplica.

B.8.3. Outros elementos do plano de monitoramento

>>

Monitoramento do agrupamento proposto será realizado seguindo a ACM0002 – “Metodologia de linha de base consolidada para geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis”. Todos os dados coletados como parte do monitoramento serão arquivados eletronicamente e mantidos por pelo menos dois anos após o fim do último período de créditos.

Como apresentado na seção B.7.1 e de acordo com ACM0002, os parâmetros a serem monitorados para a atividade de projeto proposta são os seguintes:

- (i) Quantidade líquida de geração de eletricidade fornecida pela usina/unidade de projeto à rede no ano y ($EG_{facility,y}$);
- (ii) Capacidade instalada da usina hidrelétrica após implementação da atividade de projeto (Cap_{PJ});
- (iii) Área de reservatórios únicos ou múltiplos medida na superfície da água, após implementação da atividade de projeto, quando o reservatório estiver cheio (A_{PJ});
- (iv) Fator de emissão de CO_2 de margem combinada para geração de eletricidade conectada à rede no ano y calculado usando a versão mais recente da “Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema de eletricidade” ($EF_{grid,CM,y}$).

(i) Quantidade líquida de geração de eletricidade fornecida pela usina/unidade de projeto à rede no ano y ($EG_{facility,y}$)

Monitoramento da geração de eletricidade por pequenas centrais hidrelétricas segue os procedimentos estabelecidos pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (“ONS”), pela Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”) e pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (“CCEE”).

De acordo com os Procedimentos de Rede ONS, deve haver medidores de energia na subestação/“ponto de conexão” (principal e reserva). Medidores instalados devem ter as especificações técnicas necessárias exigidas pelo Operador do Sistema Nacional (“ONS”).

Medidores de eletricidade localizados na subestação medem a quantidade líquida de eletricidade gerada pela atividade de projeto, isto é, eletricidade enviada à rede. Estes dados serão usados para cálculo de reduções de emissão. Eletricidade enviada a rede pode passar por verificação cruzada usando o recibo (registros de eletricidade vendida) ou/e controle interno.

Calibração de medidores localizados no “ponto de conexão” da rede deve ser feita a cada 2 anos conforme exigido pelos Procedimentos de Rede ONS.

É importante mencionar que CCEE torna a comercialização de energia elétrica possível e a regula. Portanto, informações relacionadas à geração de eletricidade e fornecimento de todas as usinas conectadas à rede são controladas pela CCEE.

(ii) Capacidade instalada da usina hidrelétrica após implementação da atividade de projeto (Cap_{PJ})

A capacidade instalada das usinas foi verificada uma vez pela EOD no início do período de créditos com base na etiqueta de equipamentos instalados em locais de projeto. Dados também passaram por verificação cruzada com documentos oficiais, ex. Resolução ANEEL e/ou licenças emitidas pela agência ambiental.

De acordo com ACM0002, Cap_{PJ} deve ser monitorado no início do período de créditos. Como a atividade de projeto proposta aplica um período de créditos fixo, monitoramento não é necessário.

(iii) Área de reservatórios únicos ou múltiplos medida na superfície da água, após implementação da atividade de projeto, quando o reservatório estiver cheio (A_{PJ})

A área do reservatório foi verificada uma vez pela EOD no início do período de créditos com base nos dados do Sistema de Informações Georreferenciadas do Setor Elétrico ("SIGEL") da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Portanto, dados são baseados em fontes de dados oficiais.

De acordo com ACM0002, A_{PJ} deve ser monitorado no início do período de créditos. Como a atividade de projeto proposta aplica um período de créditos fixo, monitoramento não é necessário.

(iv) Fator de emissão de CO₂ de margem combinada para geração de eletricidade conectada à rede no ano y calculado usando a versão mais recente da "Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema de eletricidade" ($EF_{grid,CM,y}$)

O fator de emissão da rede apresentado neste DCP foi calculado pela AND brasileira, para a Margem de Operação usando Análise de Dados de Despacho. O fator de emissão da Margem de Construção foi determinado usando a média ponderada de geração do fator de emissão de todas as unidades de potência durante o ano mais recente para o qual dados de geração de dados estão disponíveis. Portanto, o fator de emissão 0,3593 tCO₂e/MWh do ano de 2012 foi usado apenas para estimar as reduções de emissão esperadas para a atividade de projeto durante o período de créditos. Portanto, cálculo do fator de emissão usado neste DCP, apenas para fins de estimativa, deve ser verificado e atualizado adequadamente, usando os dados mais recentes disponíveis no momento do processo de verificação.

B.9. Dados de conclusão da aplicação da metodologia, linha de base padronizada e informações de contato das pessoas/entidades responsáveis

>>

Data de conclusão da aplicação da metodologia: 12/06/2015

Informações de contato:

Companhia: Centrais Elétricas Brasileiras S/A – ELETROBRÁS

Nome: Jorge de Oliveira Camargo

E-mail: camargo@eletrobras.com

Telefone: +55 (21) 2514-5893

SEÇÃO C. Duração e período de créditos**C.1. Duração da atividade de projeto****C.1.1. Data de início da atividade de projeto**

>>

De acordo com o Glossário de Termos do MDL, "data de início", no contexto de atividades de projeto do MDL é "... a primeira data na qual implementação, construção ou ação real de uma atividade de projeto do MDL".

No contexto de pequenas centrais hidrelétricas da atividade de projeto proposta, a assinatura do Contrato de Compra e Venda de Energia (PPA) de acordo com o PROINFA é considerada como "data de início" do projeto, isto é, 30/06/2004.

C.1.2. Vida útil de operação esperada para a atividade de projeto

>>

27 anos – 0 meses

C.2. Período de créditos da atividade de projeto**C.2.1. Tipo de período de créditos**

>>

10 anos, 0 meses (fixo).

C.2.2. Data de início do período de créditos

>>

01/01/2017 ou data de registro do MDL, o que acontecer mais tarde.

C.2.3. Duração do período de créditos

10 anos, 0 meses.

SEÇÃO D. Impactos ambientais**D.1. Análise de impactos ambientais**

>>

No Brasil, o patrocinador de qualquer atividade que envolva construção, instalação, expansão ou operação de qualquer atividade poluente ou potencialmente poluente ou qualquer outra que possa causar degradação ambiental tem a obrigação de obter uma série de permissões da agência ambiental relevante (federal e/ou local, dependendo do tipo de projeto e localização).

Apesar de usinas hidrelétricas serem consideradas como projeto de geração de energia renovável, participantes do projeto devem obter todas as licenças exigidas pelo Conselho Nacional do Meio Ambiente ("CONAMA") Resolução nº. 237 datada de 19 de dezembro de 1997:

- A Licença Prévia (LP);
- A Licença de Instalação (LI);
- A Licença de Operação (LO).

Para emitir as licenças mencionadas acima, a Resolução CONAMA nº. 237/1997 estabelece os seguintes tipos de estudos ambientais para emissão das licenças mencionadas acima:

- O Estudo de Impacto Ambiental ("EIA") e o Relatório de Impacto Ambiental ("RIMA") ou;
- Relatório Ambiental Simplificado ("RAS").

De acordo com a Resolução CONAMA nº. 1 datada de 23 de janeiro de 1986, estudos ambientais devem incluir no mínimo as seguintes informações:

- Metas e justificativas para implementação do projeto;
- Descrição de cada estágio do projeto, incluindo alternativas de infraestrutura técnica e localização;
- Resumo do diagnóstico feito na região onde o projeto será implementado;
- Impactos em potencial causados pela implementação do projeto durante sua vida útil, incluindo escolhas metodológicas, quantificação, qualificação e duração;
- Efeitos dos impactos em potencial causados pela implementação do projeto na região afetada;
- Medidas de mitigação para impactos negativos que não possam ser evitados;
- Programa de monitoramento de impactos;
- Conclusão.

No caso da atividade de projeto, estudos ambientais foram realizados para emissão de licenças, conforme exigido pelas agência ambientais. Geralmente, os principais impactos relacionados à construção e operação de pequenas centrais hidrelétricas são os seguintes:

Ambiente Físico:

- Interferência no microclima local;
- Alteração da variabilidade da água;
- Alteração da dinâmica e composição de sedimentos a jusante e montante da barragem;

- Interferência nos vários usos de recursos hídricos: navegação, irrigação, fornecimento, controle de inundação, lazer, turismo, etc.;
- Aumento do lençol freático.

Ambiente Biótico:

- Alteração da estrutura física, química e biológica do ambiente;
- Fragmentação de formações vegetais;
- Impactos na fauna e flora.

Ambiente socioambiental e cultural:

- Interferência na organização física e territorial urbana e rural;
- Proliferação de zoonoses e vetores de doenças;
- Perda de atividades econômicas (fazendas, exploração vegetal e mineral e atividades de pesca);
- Inundação de sítios arqueológicos;
- Desaparecimento de paisagens, construções de valor cultural e cavernas.

Descrição detalhada dos potenciais impactos causados pela implementação de pequenas centrais hidrelétricas da atividade de projeto proposta é apresentada nos estudos ambientais, entregues à EOD durante a validação.

Medidas de mitigação e compensação implementadas pelos desenvolvedores do projeto para reduzir os impactos em potencial causados pela implementação da atividade de projeto são descritas na seção D.2.

D.2. Avaliação de Impacto Ambiental

>>

De acordo com a Resolução ANEEL Nº. 652 de 9 de dezembro de 2003, pequenas centrais hidrelétricas devem ter potência maior que 1 MW e menor ou igual a 30 MW e uma área de reservatório menor que 3 km². Caso o desenvolvimento hidrelétrico não cumprir com as condições da área do reservatório, respeitando os limites de potência e modo de operação, fica estabelecido que o reservatório pode chegar a até 13 km².

Pequenas Centrais Hidrelétricas são uma alternativa para produzir eletricidade de forma sustentável, pois implicam em menos impacto ambiental no território, já que forma reservatórios menores.

Alguns dos principais impactos relacionados à construção e operação de Pequenas Centrais Hidrelétricas são descritos abaixo:

Ambiente Físico

- Interferência no microclima local;
- Mudança no regime hidrológico;
- Alterações da dinâmica e composição de sedimentos a jusante e montante da barragem;
- Interferência nos vários usos de recursos hídricos: navegação, irrigação, fornecimento de água, controle de inundação, lazer, turismo, etc.;
- Elevação do lençol freático.

Ambiente Biótico

- Alteração da estrutura física, química e biológica do ambiente;
- Fragmentação da vegetação;
- Mudança na estrutura de comunidades locais e redes tróficas.

Ambiente Socioeconômico e Cultural

- Interferência na organização física e territorial urbana e rural.
- Proliferação de zoonoses e vetores de doenças;
- Perda de atividades econômicas (agricultura, extração vegetal e mineral e atividades de pesca);
- Inundação de sítios arqueológicos;
- Desaparecimento de paisagens, prédios de valor cultural e sítios espeleológicos.

Os impactos listados acima foram analisados nas fases de licenciamento ambiental de tais empreendimentos, sendo considerados na elaboração de estudos ambientais para obter as licenças. Para mitigar ou compensar os impactos acima, entre outros que não foram descritos, implementamos os seguintes programas ambientais:

No caso da PCH Caçador, PCH Cotiporã e PCH Linha Emília:

- Programa de comunicação social
- Programa de reestruturação territorial e de infraestrutura
- Programa de resgate da herança histórica, cultural e da paisagem
- Programa de identificação e preservação de monumentos naturais
- Programa de resgate arqueológico
- Programa de educação ambiental
- Programa de prevenção de acidentes e saúde pública
- Programa de apoio a municípios
- Programa para regular o uso de águas de reservatórios e proximidades
- Programa de reabilitação de áreas degradadas
- Programa de monitoramento hidrossedimentológico
- Programa para controle de erosão e estabilidade dos reservatórios
- Programa de investigações de mineração
- Programa de monitoramento sismográfico
- Programa de monitoramento climático
- Programa de monitoramento do lençol freático
- Programa de monitoramento da qualidade da água de superfície
- Programa para limpeza da bacia de acumulação
- Programa de resgate da flora
- Programa de pesquisa sobre ocorrência e distribuição de espécies de plantas raras e endêmicas
- Programa de reflorestamento de áreas próximas aos reservatórios
- Programa de monitoramento e gerenciamento de macrófitas
- Programa de monitoramento e resgate da fauna
- Programa de monitoramento e resgate da ictiofauna

No caso da PCH Ponte Alta:

- Programa de administração ambiental
- Programa de gerenciamento ambiental
- Programa de comunicação social e ambiental
- Programa de saúde para a população relacionada ao trabalho
- Programa de gerenciamento de resíduos sólidos e efluentes
- Programa de reabilitação de áreas degradadas
- Programa de monitoramento e controle do fluxo ambiental
- Subprograma de Monitoramento da Vegetação na parte do ciclo de fluxo reduzido
- Programa de monitoramento da qualidade da água e limnologia
- Programa de monitoramento do lençol freático
- Programa de monitoramento hidrossedimentológico
- Programa de monitoramento e conservação da fauna
- Subprograma de Monitoramento e/ou Resgate da Fauna
- Programa de monitoramento da ictiofauna
- Programa para reflorestar a área de preservação permanente do reservatório
- Subprograma para Limpeza da Vegetação na Área de Formação do Reservatório
- Subprograma para Desflorestamento Controlado do local de Construção e Áreas do canal de acesso e adução
- Plano de conservação ambiental e uso das águas nos arredores do reservatório da PCH Ponte Alta
- Programa de Prevenção de Incêndio

Tabela 20 - Licenças de operação emitidas para as pequenas centrais hidrelétricas incluídas na atividade de projeto proposta

| PCH | Agência Ambiental | Número da Licença de Operação (LO) | Data de emissão da LO | Validade da LO | Protocolo de Renovação |
|--------------|--|------------------------------------|-----------------------|----------------|--|
| Caçador | Fundação Estadual de Proteção Ambiental Henrique Luis Roessler – FEPAM | 1838/2013 - DL | 01/04/2013 | 01/04/2017 | |
| Cotiporã | Fundação Estadual de Proteção Ambiental Henrique Luis Roessler – FEPAM | 1844/2013 - DL | 01/04/2013 | 01/04/2017 | |
| Linha Emília | Fundação Estadual de Proteção Ambiental Henrique Luis Roessler – FEPAM | 1826/2013-DL | 01/04/2013 | 01/04/2017 | |
| Piranhas | Agência Ambiental de Goiás | 621/2013 | 25/03/2013 | 25/03/2017 | |
| Ponte Alta | Instituto de Meio Ambiente de Mato Grosso do Sul | 486/2006 | 12/20/2006 | 09/08/2015 | Sim Processo: 61/454049 /2015 |

Como licenças foram emitidas para implementação dos projetos mencionados acima, estudos ambientais foram realizados durante o processo de licenciamento e impactos para implementação do projeto foram considerados mínimos, senão as licenças não teriam sido emitidas. Cópias de licenças e recebimento da solicitação de renovação estão disponíveis com os Participantes do Projeto e foram apresentados a EOD durante validação.

SEÇÃO E. Consulta a parte interessada local

E.1. Solicitação de comentários de partes interessadas locais

>>

A Autoridade Nacional Designada brasileira, a “Comissão Interministerial de Mudanças Globais do Clima” (“CIMGC”), solicita comentários de partes interessadas locais, e o relatório de validação emitido por uma EOD autorizada de acordo com a Resolução CIMGC nº. 7, emitida em 5 de março de 2008, para fornecer a Carta de Aprovação.

De acordo com a Resolução CIMGC nº. 7/2008³⁶:

“Se as atividades de projeto estiverem em apenas um ou em vários municípios dentro dos limites geográficos de um único estado (estado/distrito federal), as cartas convite devem ser enviadas pelo menos às seguintes partes interessadas:

- ✓ Prefeitura de cada município envolvido;
- ✓ Câmara municipal de cada município envolvido;
- ✓ Agência ambiental estadual;
- ✓ Agências ambientais municipais;
- ✓ Fórum Brasileiro de ONGs e Movimentos Sociais para o Meio Ambiente e o Desenvolvimento - FBOMS
- ✓ Associações comunitárias com objetos direta ou indiretamente relacionados à atividade de projeto;
- ✓ Os Procuradores Gerais dos estados envolvidos, ou, dependendo do caso, o Procurador Geral do Distrito Federal e Territórios;
- ✓ Procurador Geral Federal.

³⁶ Disponível em: <http://www.mct.gov.br/upd_blob/0219/219489.pdf>.

Se atividades de projeto envolverem mais de um estado e forem apresentadas à Comissão Interministerial em um único Documento de Projeto, através de agrupamento, as cartas convite devem ser no mínimo enviadas às mesmas partes interessadas descritas acima, para cada atividade de projeto inclusa no agrupamento, considerando o limite geográfico de cada município e estado envolvido.

Se o limite de uma atividade de projeto se estender além dos limites de mais do que um estado ou do Distrito Federal, mas não envolver agrupamento e for apresentada à CIMGC em um único DCP, através de agrupamento, as cartas convite devem ser enviadas a pelo menos uma das seguintes partes interessadas:

- ✓ Governo de cada estado ou Distrito Federal envolvido;
- ✓ Assembleia legislativa de cada estado envolvido, ou no caso do Distrito Federal da Câmara Legislativa;
- ✓ Agência ambiental federal;
- ✓ Órgãos ambientais estaduais envolvidos;
- ✓ Fórum Brasileiro de ONGs e Movimentos Sociais para o Meio Ambiente e o Desenvolvimento - FBOMS
- ✓ Entidades nacionais com objetos direta ou indiretamente relacionados à atividade de projeto;
- ✓ Os Procuradores Gerais dos estados envolvidos, ou, dependendo do caso, o Procurador Geral do Distrito Federal e Territórios;
- ✓ Procurador Geral Federal.

Considerando o requisito mencionado acima, as cartas convite foram enviadas aos seguintes agentes de agosto e setembro de 2011 (cópias de cartas e confirmação dos correios do recebimento do comunicado estão disponíveis mediante solicitação e foram fornecidas à EOD durante a validação):

Tabela 21 – Cartas convite para consulta à parte interessada em agosto de 2011 – Primeira consulta

| PCH | Localização | Prefeitura | Câmara municipal | Agências ambientais municipais | Agência ambiental estadual | Governos estaduais | Assembleia legislativa | Sindicatos | Associações |
|--------------|--------------------------------------|------------|------------------|--------------------------------|----------------------------|--------------------|------------------------|------------|-------------|
| Caçador | Serafina Corrêa e Nova Bassano (RS) | X | X | X | X | | | X | X |
| Cotiporã | Dois Lajeados e Cotiporã (RS) | X | X | X | X | | | X | X |
| Linha Emília | Dois Lajeados e Fagundes Varela (RS) | X | X | X | X | | | X | X |
| Piranhas | Piranhas (GO) | X | X | X | X | | | X | X |
| Ponte Alta | São Gabriel d'Oeste (MS) | X | X | X | X | | | X | X |

E.2. Resumo dos comentários recebidos

>>

Conforme mencionado na seção E.1, a consulta a parte interessada na atividade de projeto proposta foi realizada em um (1) estágio:

- cartas convidando para comentários antes do Processo de Parte Interessada Global (GSP) conforme exigido pela AND brasileira – Resolução CIMGC Nº. 7/2008. Cartas foram enviadas em agosto de 2011. Nenhum comentário relacionado a este convite foi recebido;

E.3. Relatório de considerações sobre os comentários recebidos

>>

Na audiência pública da atividade de projeto proposta nenhum comentário foi recebido.

SEÇÃO F. Aprovação e autorização

>>

A única Parte envolvida na atividade de projeto proposta é o País Anfitrião, o Brasil. No Brasil, para se obter a Licença de Aprovação (LoA), os Participantes do Projeto devem apresentar o Relatório de Validação Final à AND brasileira ("CIMGC" - Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima).

Os procedimentos estabelecidos pela AND brasileira para se obter a LoA, são determinados pela Resolução nº. 1 datada de 11 de setembro de 2003. Maiores informações relacionadas aos métodos e procedimentos para emissão de LoA brasileira podem ser obtidas no " Manual para submissão de atividades de projeto no âmbito do MDL", disponível em: <http://www.mct.gov.br/upd_blob/0025/25268.pdf>.

Apêndice 1. Informações de contato de participantes do projeto e pessoas / entidades responsáveis

| | |
|---|--|
| Participante do projeto e/ou pessoa/entidade responsável | <input checked="" type="checkbox"/> Participante do projeto <input type="checkbox"/> Pessoa / Entidade responsável pela aplicação da metodologia selecionada e, quando aplicável, as linhas de base padronizadas selecionadas para a atividade de projeto |
| Nome da organização | Centrais Elétricas Brasileiras S/A – ELETROBRÁS |
| Rua/Caixa Postal | Rua do Ouvidor, 107 – 5º andar |
| Edifício | Leonel Miranda |
| Cidade | Rio de Janeiro |
| Estado/Região | Rio de Janeiro |
| CEP | 20040-030 |
| País | Brasil |
| Telefone | (021) 2514-5894 |
| Fax | (021) 2514-5811 |
| E-mail | camargo@eletrobras.com |
| Website | |
| Pessoa de contato | Jorge de Oliveira Camargo |
| Título | Chefe da Divisão de Estudos de Demanda |
| Saudação | Sr. |
| Sobrenome | Camargo |
| Nome do meio | de Oliveira |
| Primeiro nome | Jorge |
| Departamento | Departamento de Estudos de Expansão Energética – GCE - |
| Celular | - |
| Fax direto | +55 (21) 2514-5948 |
| Tel. direto | +55 (21) 2514-5893 |
| E-mail pessoal | camargo@eletrobras.com |

| | |
|---|--|
| Participante do projeto e/ou pessoa/entidade responsável | <input checked="" type="checkbox"/> Participante do projeto <input type="checkbox"/> Pessoa / Entidade responsável pela aplicação da metodologia selecionada e, quando aplicável, as linhas de base padronizadas selecionadas para a atividade de projeto |
| Nome da organização | Caçador Energética S.A |
| Rua/Caixa Postal | Avenida das Américas, 4430 salas 303, 304, Barra da Tijuca |
| Edifício | - |
| Cidade | Rio de Janeiro |
| Estado/Região | Rio de Janeiro |

| | |
|---|--|
| CEP | 20090-010 |
| País | Brasil |
| Telefone | - |
| Fax | - |
| E-mail | - |
| Website | - |
| Pessoa de contato | André Flores Rodrigues |
| Título | - |
| Saudação | Sr. |
| Sobrenome | Rodrigues |
| Nome do meio | Flores |
| Primeiro nome | André |
| Departamento | - |
| Celular | - |
| Fax direto | - |
| Tel. direto | +55 (21) 2439-9457 |
| E-mail pessoal | andre.flores@brookfieldenergia.com |
| Participante do projeto e/ou pessoa/entidade responsável | <input checked="" type="checkbox"/> Participante do projeto <input type="checkbox"/> Pessoa / Entidade responsável pela aplicação da metodologia selecionada e, quando aplicável, as linhas de base padronizadas selecionadas para a atividade de projeto |
| Nome da organização | Cotiporã Energia S.A |
| Rua/Caixa Postal | Avenida das Américas, 4430 salas 303, 304, Barra da Tijuca |
| Edifício | - |
| Cidade | Rio de Janeiro |
| Estado/Região | Rio de Janeiro |
| CEP | 20090-010 |
| País | Brasil |
| Telefone | - |
| Fax | - |
| E-mail | - |
| Website | - |
| Pessoa de contato | André Flores Rodrigues |
| Título | - |
| Saudação | Sr. |
| Sobrenome | Rodrigues |
| Nome do meio | Flores |
| Primeiro nome | André |
| Departamento | - |
| Celular | - |
| Fax direto | - |
| Tel. direto | +55 (21) 2439-9457 |
| E-mail pessoal | andre.flores@brookfieldenergia.com |

| | |
|---|--|
| Participante do projeto e/ou pessoa/entidade responsável | <input checked="" type="checkbox"/> Participante do projeto <input type="checkbox"/> Pessoa / Entidade responsável pela aplicação da metodologia selecionada e, quando aplicável, as linhas de base padronizadas selecionadas para a atividade de projeto |
| Nome da organização | Linha Emília Energética S.A |
| Rua/Caixa Postal | Avenida das Américas, 4430 salas 303, 304, Barra da Tijuca |
| Edifício | - |
| Cidade | Rio de Janeiro |
| Estado/Região | Rio de Janeiro |
| CEP | 20090-010 |
| País | Brasil |
| Telefone | - |
| Fax | - |
| E-mail | - |
| Website | - |
| Pessoa de contato | André Flores Rodrigues |
| Título | - |
| Saudação | Sr. |
| Sobrenome | Rodrigues |
| Nome do meio | Flores |
| Primeiro nome | André |
| Departamento | - |
| Celular | - |
| Fax direto | - |
| Tel. direto | +55 (21) 2439-9457 |
| E-mail pessoal | andre.flores@brookfieldenergia.com |

| | |
|---|--|
| Participante do projeto e/ou pessoa/entidade responsável | <input checked="" type="checkbox"/> Participante do projeto <input type="checkbox"/> Pessoa / Entidade responsável pela aplicação da metodologia selecionada e, quando aplicável, as linhas de base padronizadas selecionadas para a atividade de projeto |
| Nome da organização | Ponte Alta S.A |
| Rua/Caixa Postal | Avenida das Américas, 4430 salas 303, 304, Barra da Tijuca |
| Edifício | - |
| Cidade | Rio de Janeiro |
| Estado/Região | Rio de Janeiro |
| CEP | 20090-010 |
| País | Brasil |
| Telefone | - |
| Fax | - |
| E-mail | - |
| Website | - |
| Pessoa de contato | André Flores Rodrigues |
| Título | - |

| | |
|-----------------------|------------------------------------|
| Saudação | Sr. |
| Sobrenome | Rodrigues |
| Nome do meio | Flores |
| Primeiro nome | André |
| Departamento | - |
| Celular | - |
| Fax direto | - |
| Tel. direto | +55 (21) 2439-9457 |
| E-mail pessoal | andre.flores@brookfieldenergia.com |

| | |
|---|--|
| Participante do projeto e/ou pessoa/entidade responsável | <input checked="" type="checkbox"/> Participante do projeto <input type="checkbox"/> Pessoa / Entidade responsável pela aplicação da metodologia selecionada e, quando aplicável, as linhas de base padronizadas selecionadas para a atividade de projeto |
| Nome da organização | Serra Negra Energética S.A |
| Rua/Caixa Postal | Avenida das Américas, 4430 salas 303, 304, Barra da Tijuca |
| Edifício | - |
| Cidade | Rio de Janeiro |
| Estado/Região | Rio de Janeiro |
| CEP | 20090-010 |
| País | Brasil |
| Telefone | - |
| Fax | - |
| E-mail | - |
| Website | - |
| Pessoa de contato | André Flores Rodrigues |
| Título | - |
| Saudação | Sr. |
| Sobrenome | Rodrigues |
| Nome do meio | Flores |
| Primeiro nome | André |
| Departamento | - |
| Celular | - |
| Fax direto | - |
| Tel. direto | +55 (21) 2439-9457 |
| E-mail pessoal | andre.flores@brookfieldenergia.com |

Apêndice 2. Declaração relacionada a financiamento público

Nenhum financiamento público está envolvido neste projeto.

Este projeto não é ODA desviado de um país do Anexo 1.

Apêndice 3. Aplicabilidade da metodologia e linha de base padronizada

Esta seção foi propositalmente deixada em branco. Para detalhes consulte a seção B.2 acima.

Apêndice 4. Maiores informações do histórico de cálculo ex ante de reduções de emissões

Esta seção foi propositalmente deixada em branco. Para detalhes consulte as seções B.7.1 e B.7.3 acima.

Apêndice 5. Maiores informações sobre o histórico do plano de monitoramento

Não se aplica.

Apêndice 6. Resumo de mudanças após o registro

Não se aplica.

Informações do documento

| <i>Versão</i> | <i>Data</i> | <i>Descrição</i> |
|---------------|----------------------|--|
| 08.0 | 22 de julho de 2016 | EB 90, Anexo 1 Revisão para incluir disposições relacionadas a atividades de projeto automaticamente adicionais. |
| 08.0 | 4 de julho de 2016 | Publicado no anexo 13 da agenda anotada de EB90. Revisão para incluir disposições relacionadas a atividades de projeto automaticamente adicionais. |
| 07.0 | 15 de abril de 2016 | Revisão para garantir consistência com a "Norma: Aplicabilidade de escopos setoriais" (MDL-EB88-A04-STAN) (versão 01.0). |
| 06.0 | 9 de março de 2015 | Revisões para: <ul style="list-style-type: none"> • Incluir disposições relacionadas a declaração de inclusão errônea de CPA; • Incluir disposições relacionadas ao atraso na apresentação de um plano de monitoramento; • Disposições relacionadas a consulta à parte interessada local; • Disposições relacionadas à Parte Anfitriã; • Melhoria editorial. |
| 05.0 | 25 de junho de 2014 | Revisões para: <ul style="list-style-type: none"> • Incluir o Anexo: Instruções para preencher o formulário do documento de projeto de atividades de projeto do MDL (estas instruções substituem as "Diretrizes para preencher o formulário do documento de projeto" (Versão 01.0)); • Incluir disposições relacionadas a linhas de base padronizadas; • Adicionar informações de contato sobre pessoas/entidades responsáveis pela aplicação da metodologia à atividade de projeto em B.7.4 e Apêndice 1; • Mudar o número de referência de <i>F-MDL-DCP</i> para <i>MDL-DCP-FORM</i>; • Melhoria editorial. |
| 04.1 | 11 de abril de 2012 | Revisão editorial para mudar a linha versão 02 na caixa histórico de Anexo 06 para Anexo 06b |
| 04.0 | 13 de março de 2012 | Revisão necessária para garantir consistências com as "Diretrizes para preencher o formulário do documento de projeto" (EB 66, Anexo 8). |
| 03.0 | 26 de julho de 2006 | EB 25, Anexo 15 |
| 02.0 | 14 de junho de 2004 | EB 14, Anexo 06b |
| 01.0 | 03 de agosto de 2002 | EB 05, Parágrafo 12 Adoção inicial |

Classe de Decisão: Regulatória
Tipo de Documento: Formulário
Função de Negócios: Registro
Palavras chave: atividades de projeto, documento de projeto