



**FORMULÁRIO DO DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DO PROJETO
PARA ATIVIDADES DE PROJETO DO MDL (F-CDM-PDD)
VERSÃO 04.1**

DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DO PROJETO (DCP)

Título da atividade do projeto	Usina Hidrelétrica Jirau
Número da versão do DCP	3
Data de conclusão do DCP	5 de setembro de 2012
Participante(s) do projeto	- Energia Sustentável do Brasil S.A.; - GDF SUEZ Energy Latin America Participações Ltda.
Parte(s) anfitriã(s)	Brasil
Escopo setorial e metodologia(s) selecionada(s)	Escopo Setorial Número 1: Setores de energia (fontes renováveis / não renováveis) ACM0002 - “Metodologia consolidada de linha de base para a geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis” (versão 13.0.0)
Quantidade estimada de reduções anuais médias de emissões de GEE	6.180.620 tCO ₂ e/ano



SEÇÃO A. Descrição da atividade do projeto

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

O Projeto da Usina Hidrelétrica Jirau, localizado na Ilha do Padre no rio Madeira (doravante denominado Projeto UHE Jirau ou “o Projeto”) desenvolvido pela Energia Sustentável do Brasil S.A. (ESBR ou denominada “o Desenvolvedor do Projeto”) consiste na instalação de uma nova usina hidrelétrica a fio d’água renovável interligada à rede, situada no estado de Rondônia, na Região Norte do Brasil (doravante denominado “País Anfitrião”). O projeto abrange a instalação de 50 turbinas bulbo, cada uma com capacidade instalada de 75 MW, atingindo uma capacidade nominal total de 3.750 MW. O Projeto UHE Jirau será interligado ao *Sistema Interligado Nacional – SIN* por três linhas de transmissão de 500 kV.

Com a implementação desta nova atividade de projeto; a ESBR poderá vender eletricidade renovável ao SIN, evitando o despacho de energia de centrais elétricas movidas a combustíveis fósseis no Sistema Interligado Nacional, assim como das unidades geradoras a diesel localizadas nos sistemas isolados que devem ser interligadas ao SIN como resultado da atividade do projeto. Portanto, o cenário da linha de base é o mesmo do existente antes do início da implementação da atividade do projeto: a eletricidade alimentada na rede pelo projeto teria de outro modo sido gerada pela operação de centrais elétricas interligadas à rede e pela adição de novas fontes de geração. Esse cenário da linha de base está de acordo com a metodologia consolidada aprovada de linha de base e monitoramento ACM0002 – “Metodologia consolidada de linha de base para a geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis” (versão 13.0.0).

A empresa Energia Sustentável do Brasil S.A. recebeu o direito de desenvolver, construir e operar o aproveitamento hidrelétrico Jirau em 22 de julho de 2008¹ quando os resultado do leilão, que foi realizado em 19 de maio de 2008, foi ratificado e o direito de exploração da concessão efetivamente homologado. Isso foi alcançado com base em um conceito revisado de projeto que permitiu reduzir o cronograma, o custo e os impactos ambientais da construção do projeto. A homologação efetiva dos direitos de concessão com base nesse conceito foi um primeiro passo decisivo para a implementação efetiva desta inovadora atividade do projeto².

A ESBR é uma Sociedade de Propósito Específico (SPE), empresa de capital fechado, estruturada com base nos altos níveis de governança corporativa estabelecidos na Lei das Sociedades brasileira e nas normas do Segmento do Novo Mercado da Bolsa de Valores de São Paulo, conforme exigido pela Resolução N° 1 de 11 de fevereiro de 2008 que declarou ser de interesse público e com prioridade a implementação da UHE Jirau³. A SPE foi estruturada com base em um consórcio que segue os princípios de uma parceria público-privada, conforme estabelecido pela lei n° 11.079/04 de 30 de dezembro de 2004⁴, que limita a participação de empresas públicas e, portanto, exige que o investimento seja controlado pelo setor privado.

No caso da ESBR, 60% do capital acionário são detidos por empresas privadas e 40% são detidos por subsidiárias da estatal Centrais Elétricas do Brasil S.A., aqui referenciadas como grupo Eletrobrás.

¹ Aviso de Adjucação e Homologação, Leilão N° 005/2008 - ANEEL. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_geracao/documentos/052008-Aviso%20de%20Homologa%C3%A7%C3%A3o%20e%20Adjudica%C3%A7%C3%A3o%20n%202005-2008%2018-7.pdf, último acesso em 5 de fevereiro de 2012.

² <http://www.kelman.com.br/pdf/CANAL%20ENERGIA%2022%5B1%5D.JULHO.pdf>, acessado em 9 de março de 2012.

³ Publicação da Resolução N° 1 em 11 de fevereiro de 2008 pelo CNPE (Conselho Nacional de Política Energética), disponível em: http://www.epe.gov.br/leiloes/Documents/LeilaoJirau_3/CNPE%20-%20Resolucao%20no%201.pdf, acessado em 9 de março de 2012.

⁴ Lei n° 11.079/04 de 30 de dezembro de 2004, publicada em 31 de dezembro de 2004: "Diário Oficial da União – Seção 1, N° 252, 31 de dezembro de 2004, p. 6, (ref.: ISSN 1677-7042) - Lei N° 11.079, de 30 de dezembro de 2004".

Os acionistas da ESBR no momento da publicação do DCP para consulta pública internacional são⁵:

- **GDF SUEZ Energy Latin America Participações Ltda.**, subsidiária da International Power plc⁶: A Empresa, também referenciada como GSELA, faz parte do grupo GDF SUEZ, um dos principais fornecedores de energia no mundo. O grupo desenvolve seus negócios com base em um modelo de crescimento responsável para atender às necessidades de energia, assegurar a segurança do fornecimento, combater a mudança do clima e maximizar o uso de recursos. A subsidiária da América Latina da International Power tem capacidade de geração de 10,7 GW. Dois terços da eletricidade gerada são renováveis e a empresa continua a ter como foco o desenvolvimento de fontes de energia sustentável para acompanhar este continente emergente em seu crescimento econômico, respeitando o meio ambiente e fornecendo serviços essenciais ao seu povo. A GSELA é o principal investidor e, com uma participação de 50,1%, a acionista é controladora da ESBR. Tanto a ESBR como a GSELA são participantes da atividade do projeto .
- **Camargo Corrêa S.A.**: Criada em 1939, a empresa opera na construção civil, engenharia, cimento, meio ambiente e outros. Este grupo industrial trabalha ativamente em mais de 20 países, sendo uma das maiores empresas privadas brasileiras, com mais de 41.000 funcionários. A Camargo Corrêa é o segundo investidor no setor privado, com uma participação de 9,9% na ESBR.
- **Eletrosul Centrais Elétricas S.A.**: Ativa desde 1968 no campo de geração de energia e transmissão, a empresa tem mais de 1.500 funcionários e opera 58 subestações, 11.000 quilômetros de linhas de transmissão, tem 4 centrais hidrelétricas de um total de 977 MW em construção e nove pequenas centrais hidrelétricas em operação. Como parte do grupo estatal Eletrobrás do Brasil, a Eletrosul é uma empresa do setor público e tem uma participação de 20% na ESBR.
- **CHESF – Companhia Hidroelétrica do São Francisco**: Ativa desde 1968 no campo de geração de energia e transmissão, a empresa tem 5.640 funcionários e opera 14 centrais hidrelétricas e uma central termelétrica com uma capacidade total instalada de 10.618 MW, assim como 18.000 quilômetros de linhas de transmissão. Como parte do grupo estatal Eletrobrás do Brasil, a CHESF é uma empresa do setor público e tem uma participação de 20% na ESBR.

Os patrocinadores do Projeto UHE Jirau promovem energia hidrelétrica como uma fonte de energia renovável e limpa, que é crucial para mitigar o aquecimento global. Embora o Brasil ainda tenha uma matriz energética predominantemente limpa devido aos investimentos governamentais em energia hidrelétrica no passado, a recente expansão da matriz energética foi feita principalmente com base em combustíveis fósseis. Isso é evidenciado pelo crescimento das capacidades de geração térmica de 7.051 MW em 1994 para 21.324 MW em 2007, que implicou um crescimento das emissões de GEE de 10,8 milhões de toneladas em 1994 para 24,1 milhões de toneladas em 2007⁷. Além disso, como mostram os dados publicados pela *Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE*, em 12 de agosto de 2009⁸, uma média adicional de 9.721 MW, ou 57% da capacidade de geração de nova energia assegurada

⁵ Mais informações, assim como todas as atualizações aplicáveis, estão disponíveis em: <http://www.energiasustentaveldobrasil.com.br/socios-acionistas.asp>, acessado em 9 de março de 2012.

⁶ A empresa, anteriormente Suez Energy Latin America, faz parte da International Power-GDF SUEZ plc, que foi formada por uma fusão entre a International Power PLC e a subsidiária internacional da GDF SUEZ, concluída em 3 de fevereiro de 2011.

⁷ Omar Alves Abbud; Marcio Tancredi – Centro de Estudos da Consultoria do Senado: “*Transformações recentes da matriz brasileira de geração de energia elétrica – causas e impactos principais*”, março de 2010, disponível em http://www.senado.gov.br/senado/conleg/textos_discussao/TD69-OmarAbbud_MarcioTancredi.pdf; último acesso em 9 de março de 2012.

⁸ “*Novas Regras e Perspectivas para os Leilões de Energia*” Luiz Henrique Alves Pazzini, Assessor Técnico da CCEE, apresentação na Energy Summit, Rio de Janeiro, Brasil, 12 de agosto de 2009.

contratada desde dezembro de 2005, também é proveniente de centrais elétricas movidas a combustíveis fósseis. Sem a implementação efetiva da Atividade do Projeto, esse volume em capacidade de geração de energia térmica recém-construída e contratada a longo prazo teria sido 22% maior que o observado.

A importância do Projeto UHE Jirau para evitar o crescimento das emissões de GEE no Brasil é claramente apontada pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, que destacou a importância do Projeto UHE Jirau para evitar a instalação de novas centrais elétricas a combustível fóssil no longo prazo no Brasil como um argumento chave para a rápida concessão da licença de instalação⁹. Considerando que se estima que o crescimento da demanda anual de eletricidade seja de cerca de 5,2% no período de 2009 a 2018¹⁰, é evidente que projetos estruturais de energia renovável como o Projeto UHE Jirau são cruciais para atingir o desenvolvimento econômico sem crescimento adicional das emissões de CO₂. Considerando as imensas despesas de capital e riscos associados ao Projeto UHE Jirau, as receitas das RCEs são parte central da atratividade financeira do Projeto UHE Jirau (veja a seção B.5. para obter detalhes) e têm sido um objetivo chave e fundamental para os investidores promoverem a expansão limpa da matriz energética brasileira.

A importância da energia hidrelétrica como tecnologia de mitigação de GEE também é reconhecida pelo recente relatório SRREN do IPCC¹¹. A publicação identifica que a energia hidrelétrica oferece um potencial significativo para a redução de emissões e para catalisar o desenvolvimento sustentável, mas que sua participação no fornecimento global de energia caiu de 21% em 1973 para 16% em 2008 e que esse processo irá continuar, a não ser que sejam estabelecidas políticas adequadas para facilitar o financiamento. O relatório esclarece que tempos longos de construção, elevados custos iniciais, incertezas em relação às circunstâncias geológicas, dificuldades e riscos em relação ao licenciamento ambiental e, portanto, riscos de aumentos inesperados de custos e atrasos de conclusão são obstáculos importantes para o desenvolvimento da energia hidrelétrica. Como uma de suas recomendações para facilitar o desenvolvimento desses projetos, o relatório destaca o uso dos instrumentos do mercado de carbono para apoiar o financiamento desses investimentos.

O relatório também discute os aspectos socioambientais e enfatiza que a energia hidrelétrica demonstrou ser um indutor importante do desenvolvimento socioeconômico com base em muitos co-benefícios que geram benefícios econômicos indiretos de U\$ 0,4 a U\$ 1 por cada dólar investido. Em relação aos impactos ambientais locais, o relatório fornece dois comentários que têm interesse especial para o entendimento da UHE Jirau. Em primeiro lugar ele destaca que *“um projeto de energia hidrelétrica de grande escala de 2.000 MW localizado em uma área remota de uma bacia fluvial pode ter menos impactos negativos que os impactos negativos de 400 projetos de energia hidrelétrica de 5 MW em muitas bacias fluviais”*, um conceito que ilustra que a Atividade do Projeto não somente consegue reduzir as emissões de GEE, mas pode também fazer isso com base em menor impacto ambiental local do que diversas pequenas centrais hidrelétricas. Em segundo lugar, o relatório descreve que centrais elétricas a fio d'água, especialmente aquelas com a casa de força no pé da barragem, como é o caso da atividade do projeto, permitem uma vazão do rio inalterada e, portanto, causam apenas impactos reduzidos no curso d'água.

⁹ Em 3 de outubro de 2008, a ANEEL indicou que a concepção do projeto e o local do projeto revisados apresentados pelos desenvolvedores do Projeto UHE Jirau não eram apenas *“perfeitamente aceitáveis”* em termos técnicos, mas que a antecipação prevista do projeto evitaria a instalação de 628 MW, principalmente de centrais termelétricas a óleo combustível, que precisariam ser contratadas por um período de 15 anos para cobrir a demanda aberta em 2012. Consequentemente, o projeto e sua antecipação fornecem *“reduções significativas nas emissões de gases estufa”* no longo prazo. Fonte: Memo no. 248/2008-DR/ANEEL.

¹⁰ De acordo com a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), disponível em: http://www.epe.gov.br/imprensa/PressReleases/20091222_1.pdf. Acessado em 4 de março de 2010.

¹¹ *Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation Relatório Especial sobre Fontes de Energia Renováveis e Mitigação da Mudança Climática*, Capítulo 5 – Hydropower [Energia hidrelétrica], publicado pelo IPCC em 2011, disponível em <http://srren.ipcc-wg3.de/report>.



Alinhado com esse ponto de vista, o Plano Nacional de Energia 2030, publicado pelo Ministério de Minas e Energia (MME, 2007)¹², identifica uma forte correlação entre o desenvolvimento econômico de um país e o grau em que ele usa seu potencial hidrelétrico. Assim, países desenvolvidos como a França (100%) Alemanha (83%) assim como os Estados Unidos, Noruega e Japão (aprox. 60%) e Suécia (55%) desenvolveram um alto grau de seu potencial hidrelétrico, enquanto que o Brasil (30%) e outros países menos desenvolvidos como Indonésia (4%) e Congo (1%) desenvolveram apenas pequenas parcelas, apesar de seu vasto potencial.

Além disso, o relatório destaca que atualmente o meio ambiente ao redor de muitas centrais hidrelétricas do Brasil são as áreas mais bem conservadas, pois os projetos são obrigados a proteger os entornos que, na ausência do projeto, ficariam sujeitos à degradação. Além disso, atualmente os centros urbanos próximos desses projetos têm, em geral, um índice de desenvolvimento humano mais alto do que o da sua respectiva região.

Com base nessas considerações, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), parte do Ministério de Minas e Energia (MME), que é responsável pelo desenvolvimento de estratégias para a expansão da matriz energética brasileira, considera os aspectos econômicos e sociais assim como os aspectos ambientais de natureza global e local em suas recomendações. Nesse contexto, a EPE também considera a inserção do Brasil em acordos internacionais como a Agenda 21, a UNFCCC e o Protocolo de Quioto¹². Essa visão implica que todos os custos e benefícios externos sejam corretamente avaliados para identificar os projetos mais benéficos e maximizar os seus benefícios socioeconômicos e minimizar os seus impactos. De acordo com a EPE, o principal benefício ambiental é de natureza global, pois os projetos hidrelétricos permitem a redução das emissões de GEE, um fato que pode gerar benefícios monetários no âmbito do MDL para apoiar o desenvolvimento do projeto. Por outro lado, os impactos socioambientais locais têm que ser identificados, reduzidos e mitigados de acordo com as normas ambientais aplicáveis.

A seguir é apresentado um resumo da principal contribuição do projeto para o desenvolvimento sustentável conforme definido com base nos princípios definidos pelo MME, 2007¹².

a) Contribuição para a sustentabilidade local¹³:

• **Inovação tecnológica para permitir impacto ambiental mínimo:**

Minimizar os impactos ambientais locais e do reservatório foi a prioridade-chave para o desenvolvimento e licenciamento da usina hidrelétrica de Jirau. Para atingir este objetivo, as maiores turbinas bulbo do mundo, com uma capacidade de geração de 75 MW por unidade, estão sendo desenvolvidas e instaladas. Essas turbinas são capazes de funcionar com baixa queda variável e grandes vazões e podem ser instaladas no pé de uma barragem, o que permite gerar eletricidade sem desviar ou alterar a vazão natural do rio. Além disso, essas turbinas reduzem o impacto na ictiofauna, já que permitem a passagem de larvas e a desova de peixes (MME, p 27; 59; 104)^{12,14}.

¹² Ministério de Minas e Energia, Plano Nacional de Energia 2030 – 3 Geração Hidrelétrica, disponível em: http://www.epe.gov.br/PNE/20080512_3.pdf, publicado em 2007, último acesso em 9 de março de 2012.

¹³ Material multimídia com a descrição do projeto e seu perfil socioambiental e contribuições está disponível em inglês e português no website da ESBR, fornecendo uma ilustração de fácil acesso e transparente das características e recursos do projeto. Disponível em: <http://www.energiasustentaveldobrasil.com.br/videos.asp>.

¹⁴ Como referenciado por Godinho, Alexandre L., A.U. - Kynard, Boyd, “Migratory fishes of Brazil: Life history and fish passage needs [Peixes migradores do Brasil: História de vida e necessidades de passagem para peixes], River Research and Applications, 25, 6, John Wiley & Sons, Ltd., 2009 e ANDRITZ: Low Head Hydro Turbines [Hidroturbinas com baixa queda], July Centre Annual Conference, disponível em <http://www.engineering.lancs.ac.uk/lureg/nwhrm/project/Joule%20Centre%20conf%2008/krompholz.pdf>.

- **Interligação dos sistemas isolados e diversificação da matriz de geração de eletricidade do Brasil:**

A segurança energética do país depende de um conjunto diversificado de ativos de geração complementares ligados pelo Sistema Interligado Nacional que permite compensar as variações regionais de demanda e oferta. O desenvolvimento dos projetos hidrelétricos do rio Madeira e a interligação relacionada do sistema isolado dos estados de Rondônia e Acre proporcionam uma importante diversificação regional para a matriz energética existente. Essa diversificação gera fornecimento energético adicional, o que permite reduzir o despacho preventivo de ativos de geração movidos a combustível fóssil, enquanto a interligação permite a substituição da matriz energética com base em combustível fóssil dos sistemas isolados (MME, p. 81; 88)¹². Os dois efeitos reduzem as emissões de GEE do Brasil em um volume que não é capturado pelo cálculo ex-post de reduções de emissões como adotado pelos participantes do projeto.

- **Promoção do desenvolvimento econômico regional:**

As UHEs Jirau promove o desenvolvimento da economia local em vários níveis. Um primeiro benefício direto é a demanda de mais de 10.000 empregos diretos e mais de 30.000 indiretos, levando a uma geração e distribuição significativa de renda. Para maximizar os benefícios para a região, mais de 7.000 trabalhadores¹⁵ foram capacitados, dotando-os de habilidades profissionais essenciais. Isso está sendo complementado pelos programas de educação e treinamento para a sociedade em geral e por um serviço que ajuda a encontrar oportunidades de emprego, não somente no local da construção, mas também em outras atividades econômicas. Além do estímulo direto, os royalties e impostos pagos pelo projeto permitem que o município e o estado melhorem a infraestrutura, educação e serviço médico para a população e representam um estímulo econômico permanente para a região. Para catalizar ainda mais a diversificação da econômica local e aumentar rapidamente os padrões de vida local, a ESBR estabeleceu a comunidade de Nova Mutum Paraná para receber parte das famílias do reassentamento urbano, bem como alguns dos funcionários do projeto¹⁶, e também o “Polo Industrial Porto Velho”, que é a base para o desenvolvimento de diversas atividades de econômica sustentável. Esse assentamento foi concebido como um distrito ecoamigável, compreendendo: jardim de infância, escolas, posto de saúde, rodoviária, um aterro sanitário, igrejas, áreas para práticas esportivas e outras instalações pertinentes. Muitos outros programas socioambientais adequados para promover o desenvolvimento econômico sustentável regional estão descritos na Seção D deste DCP.

A.2. Local da atividade do projeto

A.2.1. Parte(s) anfitriã(s)

Brasil.

A.2.2. Região/Estado/Província etc.

Rondônia.

A.2.3. Município/Cidade/Comunidade, etc.

Porto Velho.

¹⁵ Relatório Mensal do Projeto UHE Jirau – Comunicação Interna e Responsabilidade Social (1310-JI2-RP-USO/SG-00031-0A, junho de 2012, página 29).

¹⁶ Fonte: Relatório final enviado ao IBAMA: Conformidade com a Licença de Instalação (nº. 621/2009 condições) e Status de implementação dos programas socioambientais – Anexo 4.14, Relatório do programa de relocação da população afetada, páginas 40-42.

A.2.4. Localização física/geográfica

Este projeto está localizado a 120 km do centro da cidade de Porto Velho, no rio Madeira. Coordenadas do eixo: 9° 15' 17,96" de latitude Sul, 64° 38' 40,13" de longitude Oeste¹⁷.

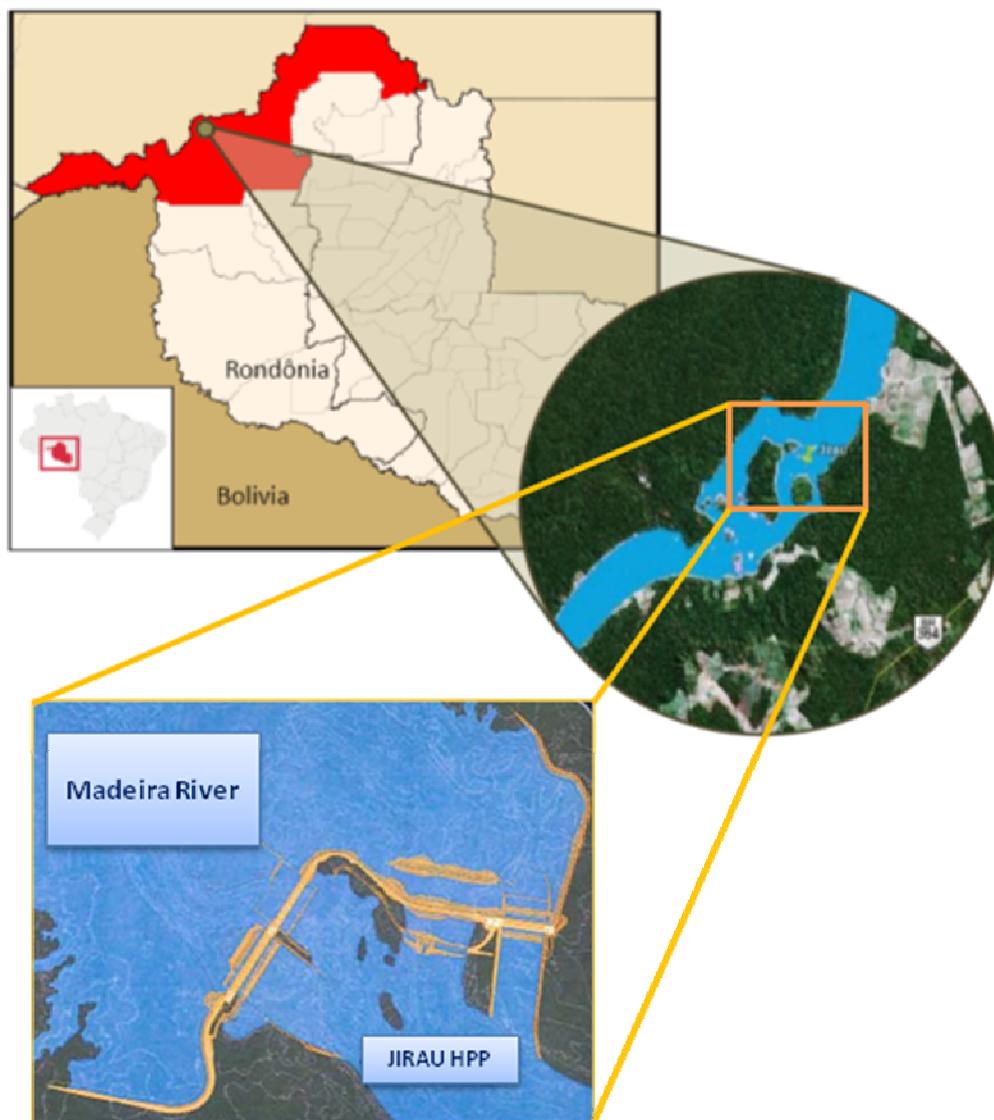


Figura 1. Localização do Projeto UHE (fontes: www.wikipedia.org e Google Earth)

A.3. Tecnologias e/ou medidas

O Projeto UHE Jirau consiste em um projeto de hidrelétrica a fio d'água com reservatório variável para acompanhar a hidrologia natural do rio e projetado para minimizar os impactos ambientais e maximizar a geração de energia em situação de vazão elevada, porém variável, e baixa queda. O projeto inclui o reservatório a fio d'água, a barragem, as turbinas, geradores e outros equipamentos eletromecânicos, assim como subestações e linhas de transmissão para interligar o projeto ao Sistema Interligado Nacional (SIN).

A atividade do projeto implica a instalação de capacidade nova de geração de energia hidrelétrica de 3.750 MW, com uma superfície do reservatório que varia de acordo com a flutuação hidrológica periódica

¹⁷ Fonte: Licença de Instalação no. 621/2009, emitida pelo IBAMA.

da região. Considerando a superfície máxima do reservatório na estação úmida incluindo a superfície do rio antes da instalação do Projeto UHE Jirau, a densidade de potência calculada é $10,37 \text{ W/m}^2$ ¹⁸. Portanto, de acordo com a metodologia ACM0002 (versão 13.0.0), as emissões do projeto podem ser desprezadas.

Os principais detalhes da Atividade do Projeto são apresentados a seguir:

Síntese dos detalhes técnicos do Projeto UHE Jirau:

Projeto UHE Jirau – Detalhes técnicos	
Área máxima do reservatório na cota operacional máxima, incluindo a superfície original do rio	361,60 km ² (fio d'água) ¹⁹
Capacidade instalada	3.750 MW
Energia Assegurada máxima como calculada pela EPE	2.279,4 MW ²⁰
Fator de Capacidade da Planta	60,78% ²¹
Tipo de turbina	Bulbo
Capacidade individual da turbina	75 MW
Quantidade de turbinas	50
Linha de transmissão	94 km / 3 x 500 kV

Tabela 1. Detalhes técnicos

A ESBR irá construir a barragem de enrocamento para o Projeto UHE Jirau conforme um eixo sinuoso com aproximadamente 6.800 metros de extensão total, disposto ao longo do relevo rochoso da calha do rio Madeira, aproveitando uma seção com pedras, ilhas e afloramento rochoso, em um local chamado “*Ilha do Padre*”²². Esse novo local do projeto foi sugerido pela ESBR visando reduzir os custos de construção, os impactos ambientais²³ e antecipar a data de início de geração. O início da construção do projeto revisado foi aprovado pelo órgão ambiental IBAMA em 14 de novembro de 2008 por meio da emissão da Licença de Instalação Preliminar para o canteiro de obras e a licença de instalação definitiva foi concedida pelo IBAMA²⁴ em 3 de junho de 2009. A figura abaixo mostra a barragem projetada.

¹⁸ Consulte a seção B.6.3 para obter o cálculo da densidade de potência.

¹⁹ A área máxima do reservatório de 361,60 km² foi calculada como a superfície do reservatório cheio, incluindo a superfície média do rio antes da atividade do projeto de 153,86 km² no nível máximo de operação de 90 m acima do nível do mar, que se aplica à estação úmida de janeiro a maio. Na estação seca a superfície do reservatório será significativamente mais baixa como referenciado na Tabela 2. Fontes: “*Planilha Informações da Usina ANEEL_24_out_2011*” e estudo topográfico preparado pela Topocart (recebido pela ESBR em 3 de julho de 2012) para determinar a superfície do leito original do rio (média) e a área total do reservatório do Projeto UHE Jirau para diferentes cotas operacionais como definido pelo regulador.

²⁰ Isso foi calculado pela “Empresa de Pesquisa Elétrica – EPE” como sendo a Energia Assegurada máxima possível para a UHE Jirau HPP em sua configuração definitiva: “*Avaliação Energética das Alternativas de Motorização das usinas do rio Madeira Santo Antônio e Jirau*”, Ministério de Minas e Energia, Brasil, 7 de novembro de 2011.

²¹ Esse Fator de Capacidade de Planta é calculado dividindo-se a Energia Assegurada projetada pela capacidade instalada do projeto.

²² A nova concepção do projeto substitui o uso de concreto e reduziu significativamente os volumes de escavação (cerca de 52 milhões de metros cúbicos). Fonte: Memo IBAMA 061-2008 (Parecer IBAMA 061-2008).

²³ Uma comparação detalhada dos benefícios ambientais oferecidos pela otimização está disponível na seção D.

²⁴ Licença Prévia 563/2008 e Licença de Instalação 621/2009 (*mesma referência da introduzida anteriormente na nota de rodapé 17, página 7*), emitidas pelo IBAMA. Para referência e informações adicionais sobre o licenciamento ambiental, consulte a Seção D.



Figura 2. Barragem do Projeto UHE Jirau (projetada)

Reservatório:

Esta Atividade de Projeto foi cuidadosamente planejada, especialmente com relação ao seu reservatório a fio d'água. Este último foi projetado para operar com níveis variáveis de água visando assegurar que os níveis de água a montante da cidade de Abunã, Brasil, não sejam afetados e continuem a seguir sua variação sazonal natural, conforme definido pela Agência Nacional de Águas (ANA) na Resolução ANA nº 555/2006²⁵.

Para garantir que os níveis naturais de água em Abunã não sejam afetados, uma regra operacional define a operação e os volumes de geração da planta de acordo com a vazão do rio. Como consequência, os níveis do reservatório na barragem irão variar entre um mínimo de 82,5 metros na estação seca (julho a outubro) e o nível máximo operacional de 90 metros na estação úmida (janeiro a abril)²⁶. Como consequência dessa regra operacional, os níveis de água ficarão abaixo de 85 metros durante 5 meses de cada ano. Como a área total do reservatório está diretamente relacionada ao nível de água do reservatório, sua superfície irá, desta forma, variar.

A variação anual do nível de água do reservatório, a respectiva área total do reservatório, assim como a respectiva superfície líquida adicional do reservatório, descontada da superfície média do rio original (153,86 km²) são apresentadas na tabela abaixo:

Nível operacional em condições normais	Nível de água do reservatório na barragem (m)	Área Total do reservatório (km ²)	Superfície adicional do reservatório ²⁷ (km ²)
Mínimo (estação seca)	82,5	174,90	21,04
Médio / Regular	85,0	229,29	75,43
Máximo (estação úmida)	90,0	361,60	207,74

Tabela 2. Variação anual do nível de água e área do reservatório

Portanto, o Projeto UHE Jirau tem uma densidade de potência mínima de 10,37 W/m², calculada a partir da área máxima total do reservatório na estação úmida, enquanto a densidade de potência média brasileira é de cerca de 1,96 W/m²²⁸. Na estação seca a área do reservatório é muito menor e fica próxima da superfície média do leito original do rio.

²⁵ Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/DHJirau.pdf>, último acesso em 4 de março de 2010.

²⁶ Mesma referência da introduzida anteriormente na nota de rodapé 19, página 8.

²⁷ A superfície média do rio antes da atividade do projeto de 153,86 km² foi considerada para esses cálculos (mesma referência da introduzida anteriormente na nota de rodapé 19, página 8).

²⁸ Bezerra et al, 2010, *Measuring the Hydroelectric Regularization Capacity of the Brazilian Hydrothermal System*, disponível em: http://www.psr-inc.com.br/porta/psr_pt_BR/iframe.html?altura=4000&url=/app/publicacoes.aspx, último acesso em 9 de

Casa de força

O Projeto UHE Jirau terá duas casas de força, uma em cada margem do rio. O canal de adução de água/casa de força no lado direito do rio será composto por um total de 28 unidades geradoras instaladas (turbina + gerador). O lado esquerdo será constituído de um total de 22 unidades geradoras instaladas.

Turbinas e geradores

O projeto abrange a instalação de 50 novas turbinas bulbo, que são projetadas para operar em rios de baixa queda/vazão alta. As turbinas serão instaladas diretamente no leito do rio, no pé da barragem, o que permite a geração de eletricidade sem desvio ou alteração de vazão do rio, minimizando assim os impactos ambientais. Para obter esses benefícios, a ESBR decidiu implementar turbinas bulbo de 75 MW de última geração, especialmente projetadas e construídas para o Projeto UHE Jirau, representando um progresso tecnológico significativo na engenharia de turbinas bulbo. Como parte dessas turbinas especiais será adquirida do fabricante chinês Dongfang Electric Corporation e outra parte de um consórcio de fornecedores internacionais (formado pela Voith, Alstom e VAtch) com unidades de fabricação dos equipamentos no Brasil, é necessário um planejamento logístico intrincado e sofisticado para entregar os equipamentos no local do projeto a fim de assegurar que o cronograma do projeto seja cumprido.

A maioria das centrais hidrelétricas no Brasil foi implementada em planaltos, onde a queda líquida é bem alta. Consequentemente, a maioria dessas centrais hidrelétricas usa turbinas Francis. A Atividade do Projeto será instalada em uma planície, exigindo o uso de turbinas bulbo que são adequadas para alta vazão, mas baixa queda. Atualmente existem somente 3 usinas hidrelétricas de grande porte com turbinas bulbo instaladas no Brasil²⁹ (Igarapava, Canoas 1 e Canoas 2). As turbinas bulbo não são pouco comuns apenas no Brasil; as maiores turbinas bulbo já construídas até hoje têm capacidade instalada de 66 MW^{30,31}. O Projeto UHE Jirau usará turbinas bulbo de 75 MW, claramente um avanço tecnológico que foi obtido pela necessidade de minimizar os impactos ambientais e obter alto desempenho e eficiência.

A figura abaixo apresenta a estrutura de uma turbina bulbo.

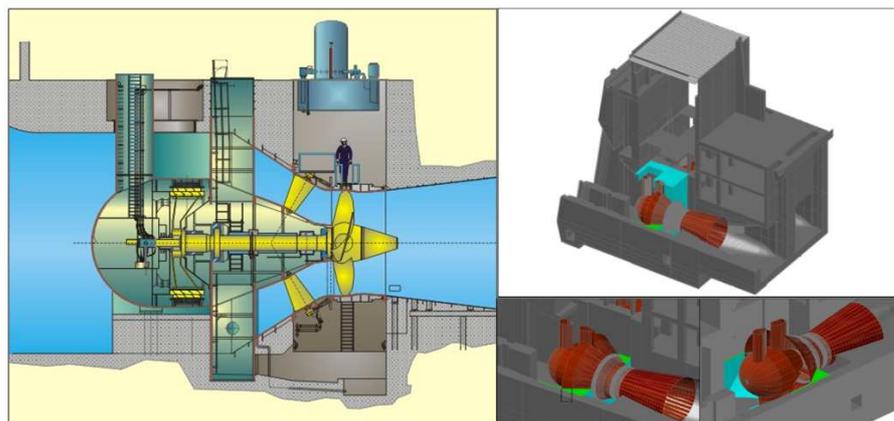


Figura 3. Projeto de uma turbina bulbo

março de 2012. A Figura 9 do artigo fornece a Área inundada / Capacidade instalada de todas as centrais hidrelétricas brasileiras em 2007 (0,51 km²/MW) e pode ser facilmente convertida em W/m².

²⁹ EIA Tomo A Capítulo VII página 2.

³⁰ EIA - Pareceres dos Consultores sobre o Estudo de Impacto Ambiental do Projeto para Aproveitamento Hidrelétrico de Santo Antônio e Jirau, Rio Madeira – RO, página 8.

³¹ Disponível em: http://www.epe.gov.br/PNE/20080512_3.pdf, como introduzida anteriormente na nota de rodapé 12, página 5.

A data de início projetada da operação das unidades geradoras de acordo com o último cronograma adotado pela ESBR no momento da publicação deste DCP para consulta pública internacional é apresentada na tabela abaixo³²:

Mês	Unidades em operação
Out 2012	1
Nov 2012	3
Dez 2012	4
Jan 2013	6
Fev 2013	10
Mar 2013	13
Abr 2013	15
Mai 2013	17
Jun 2013	17
Jul 2013	19
Ago 2013	21
Set 2013	21
Out 2013	23
Nov 2013	25
Dez 2013	26
Jan 2014	29
Fev 2014	30
Mar 2014	33
Abr 2014	35
Mai 2014	37
Jun 2014	39
Jul 2014	42
Ago 2014	42
Set 2014	44
Out 2014	44
Nov 2014	45
Dez 2014	47
Jan 2014	49
Fev 2014	50

Tabela 3. Data de início projetada da operação de cada turbina

³² Por causa de atrasos na implementação do projeto e revisão da capacidade instalada do Projeto que foi decidida com base em um leilão de vendas de energia nova que foi realizado em 17 de agosto de 2011 e foi ratificado em 18 de outubro de 2011, esse cronograma é diferente do usado para a Análise de Investimentos na Seção B5.

Detalhes técnicos³³

Turbinas	
Número de unidades	50
Potência nominal	75.000 kW
Vazão nominal por unidade	542 m ³ /s
Eficiência máx.	95,9%
Idade	nova
Vida Útil Técnica ³⁴	30 anos
Geradores	
Potência nominal	84.000 kVA
Tensão nominal	13,8 kV
Fator de potência	0,9
Eficiência máx.	98%
Idade	nova
Vida Útil Técnica ³⁴	30 anos

Tabela 4. Detalhes técnicos gerais das turbinas e geradores

Linhas de transmissão³³

O Projeto UHE Jirau será interligado ao Sistema Interligado Nacional através de uma subestação em Porto Velho. As instalações de transmissão do projeto irão incluir a construção de uma subestação elevadora, tensão crescente de 13,8 kV a 500 kV, e três linhas de transmissão de 500 kV com 94 km que irão interligar a usina hidrelétrica à subestação coletora de Porto Velho.

A.4. Partes e participantes do projeto

Parte envolvida (anfitriã) indica uma parte anfitriã	Entidade(s) privada(s) e/ou pública(s) participante(s) do projeto (se for o caso)	Indique se a Parte envolvida deseja ser considerada como participante do projeto (Sim/Não)
Brasil (anfitriã)	<ul style="list-style-type: none">Entidade privada: Energia Sustentável do Brasil S.A.Entidade privada: GDF SUEZ Energy Latin America Participações Ltda.	Não

A.5. Financiamento público da atividade do projeto

Não existe financiamento público das partes do Anexo I disponível para este projeto.

³³ Fonte: ESBR, Concepção do Projeto Básico, agosto de 2010 (referência do documento: 1110-JI1-RT-USC/GR-00002).

³⁴ De acordo com a “Ferramenta para determinar a vida útil restante dos equipamentos” (Versão 01), Anexo 15, EB 50, a vida útil técnica padrão para os geradores elétricos resfriados a água é de 30 anos, enquanto que a vida útil técnica das turbinas é de 150.000 horas de operação, o que é equivalente a uma vida útil operacional de 30 anos a um fator de capacidade de 57%, compatível com o fator de capacidade de planta da UHE Jirau de 60,8%. Como as turbinas bulbo são uma unidade eletromecânica integrada, a vida útil operacional de 30 anos, de acordo com os valores padrão definidos, é aplicável. Está de acordo com o período de concessão e depreciação.

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

B.1. Referência da metodologia

- ACM0002 – “Metodologia consolidada de linha de base para a geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis” (versão 13.0.0) (doravante denominada “ACM0002”).
- “Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade” (versão 06.0.0) (doravante denominada “Ferramenta de adicionalidade”).
- “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico” (versão 02.2.1) (doravante denominada “Ferramenta do fator de emissão”).

B.2. Aplicabilidade da metodologia

A ACM0002 (versão 13.0.0) se aplica ao projeto proposto por causa das seguintes razões:

- A atividade do projeto é uma atividade de projeto de geração de energia renovável interligada à rede que instala uma nova usina hidrelétrica em um local onde nenhuma hidrelétrica renovável era operada antes da implementação da atividade do projeto (planta totalmente nova);
- A atividade do projeto não envolve uma adição de capacidade, modernização de planta(s) existente(s) ou substituição de planta(s) existentes(s);
- A atividade do projeto é a instalação de uma usina hidrelétrica com um novo reservatório a fio d'água;
- A atividade do projeto resulta em um único reservatório novo e a densidade de potência da usina hidrelétrica é maior que 4 W/m^2 após a implementação da atividade do projeto (veja a seção B.6.3. para obter o cálculo da densidade de potência);
- A atividade do projeto não envolve substituição de combustíveis fósseis por energia renovável no local da atividade do projeto;
- A atividade do projeto não é uma planta alimentada com biomassa;
- A atividade do projeto atende às condições de aplicabilidade da “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico” e da “Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade”.

A Ferramenta de adicionalidade se aplica a esta atividade do projeto, pois está incluída na ACM0002.

A Ferramenta do fator de emissão se aplica a esta atividade do projeto, pois fornecerá eletricidade renovável para a rede.

B.3. Limite do projeto

De acordo com a metodologia ACM0002 (versão 13.0.0), as fontes de gases de efeito estufa e de emissão incluídas ou excluídas do limite do projeto são mostradas na tabela abaixo.

Fonte		Gases de efeito estufa	Incluído(a)?	Justificativa/Explicação
Cenário da linha de base	Emissões de CO ₂ da geração de eletricidade em centrais elétricas movidas a combustível fóssil que são deslocadas em função da atividade do projeto.	CO ₂	Sim	Fonte principal de emissão.
		CH ₄	Não	Fonte de emissão pequena.
		N ₂ O	Não	Fonte de emissão pequena.
Cenário do projeto	No caso de centrais elétricas geotérmicas, emissões fugitivas de CH ₄ e CO ₂ a partir dos gases não condensáveis contidos no vapor geotérmico	CO ₂	Não	Não se aplica a projetos de hidrelétricas.
		CH ₄	Não	Não se aplica a projetos de hidrelétricas.
		N ₂ O	Não	Não se aplica a projetos de hidrelétricas.
	Emissões de CO ₂ da combustão de combustíveis fósseis para geração de eletricidade em centrais termelétricas solares e centrais elétricas geotérmicas	CO ₂	Não	Não se aplica a projetos de hidrelétricas.
		CH ₄	Não	Não se aplica a projetos de hidrelétricas.
		N ₂ O	Não	Não se aplica a projetos de hidrelétricas.
	Para centrais hidrelétricas, emissões de CH ₄ do reservatório.	CO ₂	Não	Fonte de emissão pequena.
		CH ₄	Sim ³⁵	Fonte principal de emissão.
N ₂ O		Não	Fonte de emissão pequena.	

Tabela 5. Fontes de emissões incluídas ou excluídas do limite do projeto

³⁵ As emissões de metano (CH₄) do reservatório não se aplicam ao Projeto UHE Jirau, pois a densidade de potência da atividade do projeto é maior que o limite de 10 W/m² e, de acordo com a metodologia ACM0002 (versão 12.3.0), essas emissões são mínimas e podem ser desprezadas, como mais explicado nas seções B.6.1 e B.6.3 deste DCP. A Densidade de Potência será monitorada para confirmar que o limite é atendido ou para calcular as emissões padrões do projeto durante períodos em que o limite não for atendido.

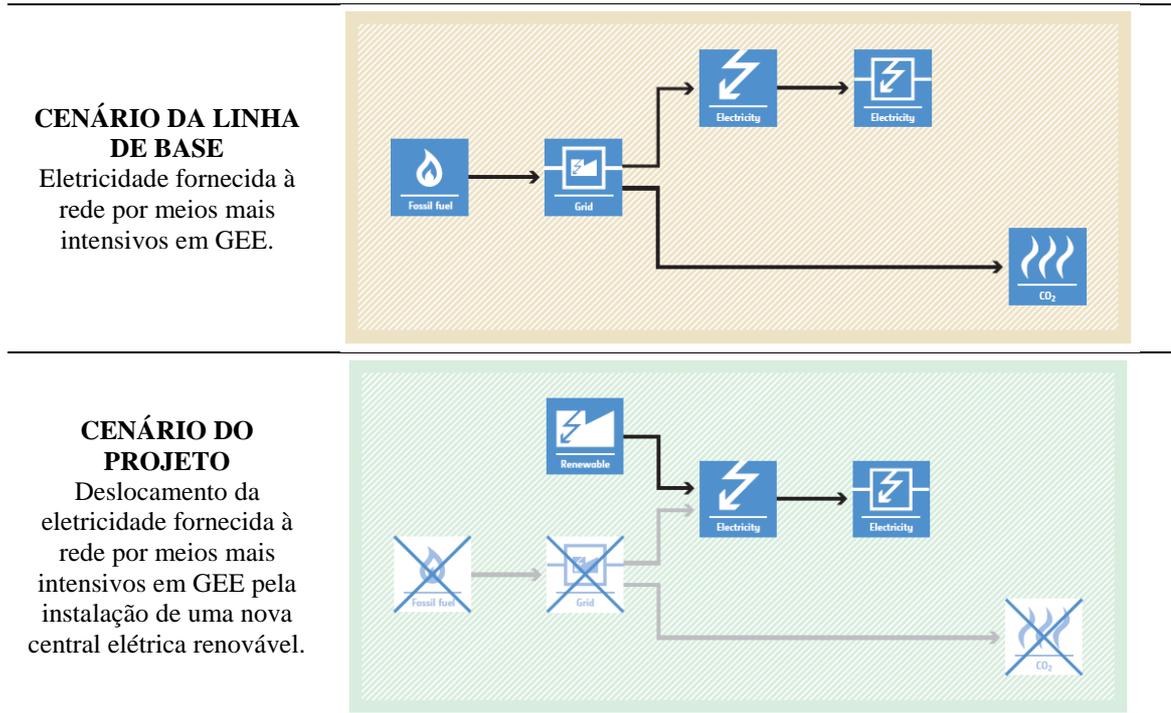


Figura 4. Fluxograma dos cenários da linha de base e do projeto³⁶

O limite do projeto é apresentado na figura abaixo.

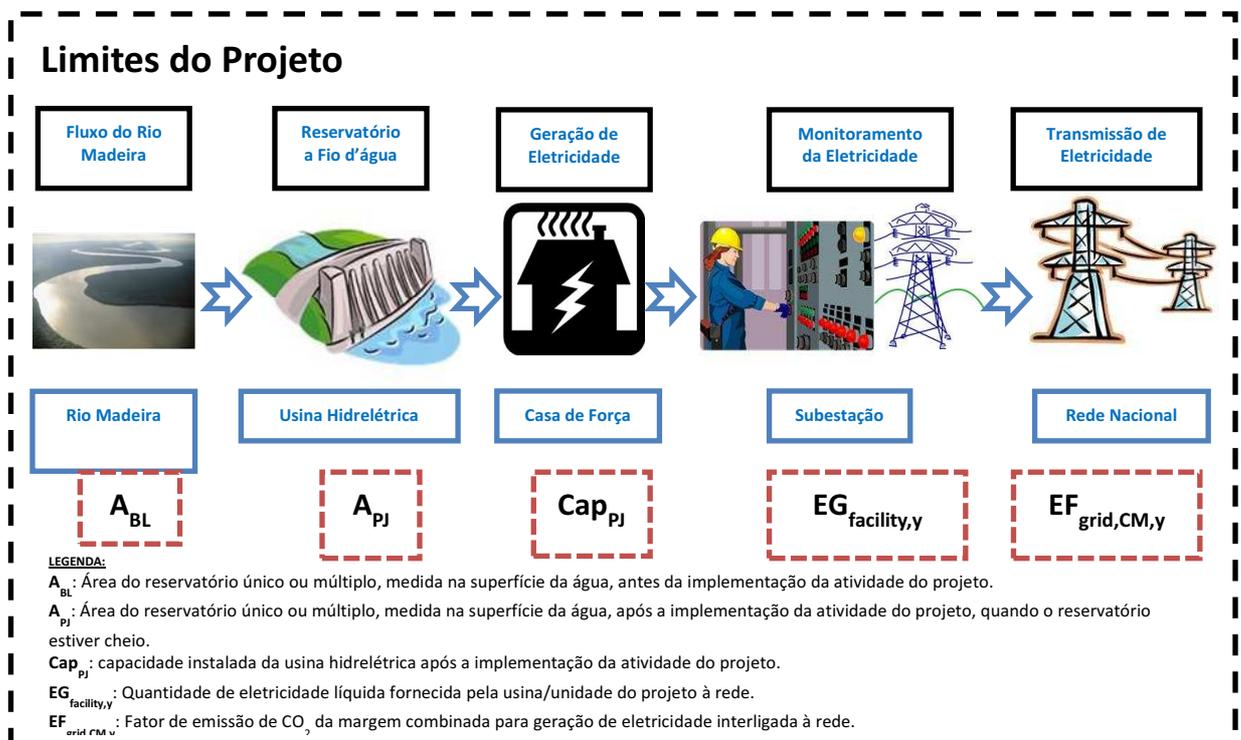


Figura 5. Fluxograma do limite do projeto e variáveis de monitoramento chave

³⁶ “CDM Methodologies Booklet - Information including EB 63 [Folheto de metodologias do MDL - Informações incluindo o EB 63] - novembro de 2011”. Disponível em: http://cdm.unfccc.int/methodologies/documentation/meth_booklet.pdf#2.3, acessado em 2 de abril de 2012.

B.4. Determinação e descrição do cenário da linha de base

De acordo com a ACM0002 (versão 13.0.0), se a atividade do projeto for a instalação de uma nova central elétrica/unidade geradora renovável interligada à rede, o cenário da linha de base será o seguinte:

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

O Projeto UHE Jirau é um projeto de geração de energia hidrelétrica a fio d'água interligado à rede, portanto, é uma planta de geração de carga básica típica com custos de investimento altos, mas custos operacionais baixos. Ao despachar sua eletricidade renovável na rede, desloca a eletricidade que seria de outro modo produzida por outras fontes, principalmente aquelas que usam fontes fósseis. Esse deslocamento de eletricidade ocorrerá principalmente na margem do sistema, ou seja, será substituída, principalmente, a geração térmica alimentada com combustível fóssil. Além disso, o Projeto UHE Jirau substitui ou atrasa a construção de outras unidades geradoras a combustível fóssil que teriam que ser construídas para atender a demanda crescente de energia³⁷.

O Projeto UHE Jirau não modifica nem moderniza uma unidade geradora de eletricidade existente. Portanto, sua linha de base é definida como descrito na ACM0002 (versão 13.0.0).

Para este projeto, as emissões da linha de base são as emissões relacionadas à energia que seria despachada na rede na ausência da atividade do projeto.

B.5. Demonstração de adicionalidade

Antes de entrar em uma discussão formal sobre a adicionalidade do projeto de acordo com os Passos 1 a 4, como definido pela Ferramenta de adicionalidade, e para atender às exigências do EB 22, Anexo 3³⁸, assim como ao Padrão de Projeto de MDL (parágrafos 43-45), a Seção 1 a seguir fornece uma visão geral das *políticas e circunstâncias nacionais e/ou setoriais* que são relevantes para o desenvolvimento e implementação do projeto. Isso deverá facilitar a avaliação da situação da linha de base que teria ocorrido na ausência da atividade de projeto do MDL e fornecer uma base para a demonstração da adicionalidade do projeto.

Além disso, a Seção 2 fornece uma visão geral e uma avaliação detalhada sobre como os participantes do projeto consideraram de forma consistente o MDL durante o seu desenvolvimento, assim como sua relevância para a efetiva implementação do projeto. Essa Seção está de acordo com as exigências da Seção C do Padrão de Projeto de MDL (parágrafo 26-28) para a “*Demonstração da consideração anterior do mecanismo de desenvolvimento limpo*”.

Seção 1: Visão geral das *políticas e circunstâncias nacionais e/ou setoriais relevantes*:

O Brasil é conhecido por ter uma matriz de geração de eletricidade predominantemente renovável com elevada participação de energia hidrelétrica, respondendo por 81,2% da capacidade total instalada em

³⁷ A substituição ou atraso na construção de novas centrais termelétricas alimentadas com óleo combustível é particularmente expressivo considerando a antecipação do Projeto UHE Jirau resultante da alteração do local do projeto, conforme indicado claramente em um documento da Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL. Fonte: *Ofício n.º. 248/2008-DR/ANEEL apud KELMAN*, página 246-249, 2009.

³⁸ Disponível em http://cdm.unfccc.int/EB/022/eb22_repan3.pdf, último acesso em 4 de abril de 2012.

2007³⁹. De acordo com um estudo desenvolvido por Abbud e Tancredi (2010) para o Senado brasileiro⁴⁰, essa característica é resultado dos investimentos governamentais em grandes hidrelétricas com reservatórios que foram desenvolvidas e financiadas pelo governo nos anos anteriores ao processo de privatização que iniciou em 1995. O Plano Nacional de Energia 2030, publicado pelo Ministério de Minas e Energia, explica ainda que o foco no desenvolvimento de hidrelétricas foi uma decisão estratégica tomada pelo governo brasileiro na década de 1950, apesar das opções mais competitivas de geração com base em combustível fóssil⁴¹. Na realidade, a principal razão para o processo de privatização iniciado em 1995 foi que as empresas estatais responsáveis pelo desenvolvimento dos projetos de grandes hidrelétricas tinham acumulado grandes déficits financeiros e não podiam mais arcar com os investimentos intensivos em capital necessários. Como consequência, os investimentos em energia hidrelétrica caíram significativamente e a construção de alguns projetos em andamento teve que ser suspensa (Abbud e Tancredi, pág. 8).

Para solucionar a crise de investimento da década de 1990, o setor energético brasileiro passou por diversas reformas que serão explicadas no Sub-passo 1b. O principal objetivo dessas reformas era atrair o capital privado para recuperar a situação financeira das estatais e assegurar o crescimento e a segurança do fornecimento de energia para atender às necessidades econômicas e sociais do Brasil. Desta forma, como consequência dos desequilíbrios financeiros e econômicos, assim como das dificuldades nas subsequentes privatização e redefinição regulatória, o Brasil não somente passou por uma grave crise de energia em 2001, mas também viu o aumento de sua capacidade de geração térmica de 7.051 MW em 1994 para 21.324 MW em 2007 (Abbud e Tancredi, pág. 8), um aumento de 14.273 MW, que corresponde a cerca de seis vezes a capacidade de geração assegurada da UHE Jirau.

Essa expansão de 202% foi também responsável por um crescimento nas emissões de GEE do setor de 10,8 milhões de toneladas em 1994 para 24,1 milhões de toneladas em 2007. Esse forte aumento da capacidade de geração intensiva em carbono ocorreu devido ao fato de que somente uma capacidade nova muito limitada de energia hidrelétrica pôde ser efetivamente implementada durante esse período, apesar das importantes políticas e medidas para promover a instalação de energias renováveis complementares como co-geração de biomassa, eólica e pequena hidrelétrica, conforme iniciado em 2002 (ex.: PROINFA).

Esse padrão permaneceu com a criação da nova regulação do setor iniciada em março de 2005, que se baseou na contratação futura de eletricidade assegurada em leilões regulados centralizados pelo governo. Entre o primeiro leilão, que ocorreu em dezembro de 2005 e novembro de 2007, somente 1.415 MW de Energia Assegurada das novas concessões de energia hidrelétrica puderam ser contratados. Consequentemente, as UHEs Santo Antônio e Jirau, que foram licitadas em dezembro de 2007 e maio de 2008, foram os primeiros aproveitamentos a poder acrescentar uma capacidade de geração significativa. Apesar disso, as plantas movidas a combustíveis fósseis foram novamente a fonte predominante e entre 2005 e 2008 um total de 15.400 MW de plantas alimentadas com carvão, óleo combustível e gás foram contratados (Abbud e Tancredi, pág. 17 e 39). Além disso, o desenvolvimento de hidrelétricas infraestruturais com mais de 2.000 MW de capacidade instalada cessou completamente desde a década de 1980⁴² e somente em um contexto totalmente revisado foi possível o desenvolvimento e a implementação efetiva da usina hidrelétrica Jirau no rio Madeira.

Os estudos para aproveitamentos hidrelétricos no rio Madeira foram iniciados em 2001 e embora a proposta original tenha sido o desenvolvimento de uma planta com reservatório e capacidade instalada

³⁹ De acordo com a EPE, Plano Decenal de Expansão 2007-2016, Gráfico 6, página 156, disponível em http://www.epe.gov.br/PDEE/20080111_2.pdf.

⁴⁰ Mesma referência da introduzida anteriormente na nota de rodapé 7, página 3.

⁴¹ Ministério de Minas e Energia, Plano Nacional de Energia 2030 – 3 Geração Hidrelétrica, Seção 3.1, página 73, disponível em: http://www.epe.gov.br/PNE/20080512_3.pdf, publicado em 2007, último acesso em 9 de março de 2012.

⁴² Disponível no website da ANEEL: <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=37&idPerfil=2>, acessado em 4 de abril de 2012.

maiores, a decisão final foi aprovar⁴³ duas plantas separadas, para minimizar a área inundada e os impactos ambientais. Depois disso, no período de 2003 a 2005, o Estudo de Impacto Ambiental, abrangendo todo o Complexo do rio Madeira, foi desenvolvido pela Leme Engenharia Ltda⁴⁴. Em 26 de junho de 2006⁴⁵, o Estudo de Impacto Ambiental foi aprovado pelo Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA), que é o regulador responsável pela concessão da Licença Prévia⁴⁶. Em vista da alta intensidade de capital, e também da relevância dos projetos do rio Madeira para uma expansão limpa da matriz energética brasileira, a Leme Engenharia⁴⁷ identificou que:

“As centrais hidrelétricas deverão, ao gerar eletricidade renovável, manter o Brasil como um país com baixas emissões de carbono, contribuindo assim para a redução das emissões globais de gases de efeito estufa e contribuindo para o desenvolvimento sustentável da nação. De qualquer forma, as Reduções Certificadas de Emissões geradas pelos Projetos, de acordo com as regras do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo, como definido pelo Protocolo de Quioto e pelos Acordos de Marraqueche, deverão ajudar a viabilizar os projetos”.

O documento mostra que os projetos do rio Madeira foram vistos como oportunidades chave para suprir a demanda crescente de energia do país com energia limpa renovável, mas também que é necessário apoio financeiro adicional para promover sua implementação efetiva e para compensar sua imensa intensidade de capital, dificuldades técnicas e o longo tempo de construção. Finalmente, após todas as consultas públicas e procedimentos de licenciamento ambiental necessários serem concluídos⁴⁸, a licença prévia foi emitida pelo IBAMA em 9 de julho de 2007⁴⁹.

Em paralelo com o processo de licenciamento, ocorreram importantes discussões políticas no Brasil sobre a política climática nacional e sobre os esforços de mitigação, que foram cruciais para a implementação efetiva da atividade do projeto. Um exemplo importante dos esforços iniciais de mitigação⁵⁰ foi a implementação do programa PROINFA⁵¹, criado com base na *Medida Provisória* nº 14 em 21 de dezembro de 2001⁵² e que se tornou a Lei Nº 10.438, em 26 de abril de 2002⁵³. Como resultado do PROINFA, foram contratados 3.299,4 MW⁵⁴ de capacidade de geração renovável de pequenas centrais hidrelétricas, centrais eólicas e a biomassa. Complementando esse esforço do governo, o MDL desempenhou um papel importante, pois 3.006 MW de capacidade de geração renovável foram registrados até o momento na UNFCCC e outros 12.486 MW estão em validação⁵⁵. Apesar desses

⁴³ Os Inventários foram aprovados pela ANEEL em 16 de dezembro de 2002 por publicação do despacho 817 no Diário Oficial da União, disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/dsp2002817.pdf>.

⁴⁴ A Leme Engenharia Ltda. é a subsidiária brasileira da Tractebel Engineering, que faz parte do grupo GDFSUEZ. http://pt.leme.com.br/tractebel_engineering/overview.

⁴⁵ Memo MMA/IBAMA – N^o 08/2006 (Informação Técnica No 08/2006 – COHD/CGENE/DILIC/IBAMA).

⁴⁶ Uma descrição detalhada do processo de licenciamento ambiental é apresentada na Seção D.1.

⁴⁷ Leme Engenharia, Estudo de Impacto Ambiental (EIA) – Aproveitamentos Hidrelétricos Santo Antônio e Jirau, Rio Madeira – RO. Maio de 2005 (Tomo A Volume 1- p VII-3).

⁴⁸ Uma descrição da consulta pública e do procedimento de avaliação ambiental é apresentada na Seção D.

⁴⁹ Licença Prévia N^o 251/2007, disponível em:

<http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Licen%C3%A7a%20Pr%C3%A9via.pdf>.

⁵⁰ Outros exemplos são a redução das tarifas de transmissão para energias complementares com despacho abaixo de 30 MW médios, concedida pela ANEEL em 2004 (Resolução Normativa 77, disponível em <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2004077.pdf>) assim como a possibilidade de vender essa energia no ambiente de contratação livre.

⁵¹ Detalhes disponíveis em <http://www.mme.gov.br/programas/proinfa/>, último acesso em 9 de março de 2012.

⁵² Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/mpv2001014.pdf>, acessado em 13 de abril de 2012.

⁵³ Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/lei200210438.pdf>, acessado em 13 de abril de 2012.

⁵⁴ Como referenciado na página 35, Tabela 2 do Plano Nacional sobre Mudança do Clima, disponível em <http://www.forumclima.org.br/index.php/biblioteca/documentos-fbmc>, último acesso em 9 de março de 2012.

⁵⁵ Calculado em 1 de abril de 2012 a partir dos dados obtidos em <http://cd4cdm.org/>, último acesso em 5 de abril de 2012.

números expressivos e esforços de mitigação significativos, os 14.237 MW de capacidade de geração térmica movida a combustíveis fósseis acima mencionados tiveram que ser construídos entre 1994 e 2007, e 15.400 MW adicionais foram contratados entre 2005 e 2008.

A importância das usinas hidrelétricas do rio Madeira para a mitigação efetiva de GEE pode ser entendida ao analisar o Plano Decenal de Expansão de Energia 2006-2015⁵⁶. Durante a apresentação dos seus resultados, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) projetou um crescimento anual de 5,2% no consumo de energia e declarou a relevância das usinas hidrelétricas do rio Madeira para enfrentar a demanda crescente de energia e evitar a instalação de energias adicionais movidas a combustíveis fósseis como carvão e gás, que causaria um aumento nas emissões de GEE de mais 15 milhões de toneladas de CO₂/ano⁵⁷.

Nesse contexto, o governo brasileiro adotou ações regulatórias para integrar as atividades de mitigação da mudança do clima em suas políticas. A criação do *Comitê Interministerial sobre Mudança do Clima – CIM*⁵⁸ em 21 de novembro de 2007 e a publicação da Resolução Nº 1⁵⁹ em 11 de fevereiro de 2008 pelo *Conselho Nacional de Política Energética*, indicando a UHE Jirau como um projeto de interesse público com prioridade para licitação e implementação, representa uma primeira ação nessa direção.

Logo depois disso, em 28 de abril de 2008⁶⁰, o *Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social* (BNDES) divulgou as condições indicativas de financiamento para apoiar a implementação da usina hidrelétrica Jirau, considerando entre outras condições, a redução do custo de financiamento e a ampliação do período de amortização do empréstimo, que foram essenciais para a viabilidade do projeto intensivo em capital, com longo período de construção e maturação, como será explicado a seguir.

Depois disso, em 4 de junho de 2008⁶¹, o Comitê Interministerial sobre Mudança do Clima enviou um projeto de lei que mais tarde criaria a Política Nacional sobre Mudança do Clima. Conforme solicitado pelo Decreto Nº 6.263, a proposta definiu objetivos estratégicos, estratégias e medidas para mitigação e adaptação assim como para o desenvolvimento do Plano Nacional sobre Mudança do Clima. Especificamente em relação às políticas e incentivos que promovem a mitigação de GEE, o Artigo 6º da lei define que os Instrumentos da Política Nacional sobre Mudança do Clima são: i) “*medidas existentes ou medidas a serem criadas para estimular a redução das emissões de GEE*” (§VI); ii) “*linhas de crédito e condições de financiamento específicas oferecidas pelos bancos privados e públicos* (§ VI); e iii) “*as medidas financeiras e econômicas para mitigação e adaptação da mudança do clima que existem no âmbito da UNFCCC e do Protocolo de Quioto*” (§ VI).

Alguns meses depois, em 4 de setembro de 2008, o Comitê Interministerial sobre Mudança do Clima publicou o Plano Nacional sobre Mudança do Clima para comentário público no *Diário Oficial da União*⁶² que foi finalizado em dezembro de 2008⁶³. A publicação oferece um bom sumário das evoluções

⁵⁶ Disponível em: http://www.epe.gov.br/PDEE/20060702_01.pdf, acessado em 9 de março de 2012.

⁵⁷ A EPE também afirmou que o governo tinha a intenção de dar prioridade à energia hidrelétrica em conjunto com energias complementares como biomassa com base nas licitações específicas de compra de energia. Disponível em: http://www.eletronbras.gov.br/IN_NUCA/mostrar_informe.asp?flag=true&menu=1872-17/08/2006#, “Substituição das hidrelétricas pode aumentar emissão de gases poluentes”.

⁵⁸ Esse Comitê foi criado com a atribuição clara de desenvolver, implementar, monitorar e avaliar o Plano Nacional sobre Mudança do Clima (PNMC), assim como propor e implementar ações prioritárias de curto prazo. Decreto Nº 6.263, datado de 21 de novembro de 2007. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2007-2010/2007/Decreto/D6263.htm.

⁵⁹ *Mesma referência da introduzida anteriormente na nota de rodapé 3, página 2.*

⁶⁰ “BNDES divulga condições de apoio para usina Jirau, no rio Madeira” 28 de abril de 2008, Disponível em http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Sala_de_Imprensa/Noticias/2008/20080428_not068_08.html, último acesso em 9 de março de 2012.

⁶¹ Disponível em <http://www.camara.gov.br/sileg/integras/574554.pdf>, último acesso em 9 de março de 2012.

⁶² Disponível em http://www.siqueiracastro.com.br/informe/regmeio_01/porplanclima.pdf, último acesso em 9 de março de 2012.

regulatórias e das atividades de mitigação do Brasil em todos os setores relevantes (Capítulo I, pág. 15-19). Em relação à relevância da energia hidrelétrica para a mitigação da mudança do clima, o documento define claramente que:

- As estratégias-chave para reduzir as emissões de GEE no setor energético são: i) substituir combustíveis fósseis por outras fontes não emissoras como energia hidrelétrica, solar, eólica e biomassa sustentável; ii) eficiência energética (pág. 30);
- Considerando o crescimento econômico do Brasil e a demanda de energia correspondente, o objetivo de manter a matriz energética do país limpa exige o desenvolvimento do potencial hidrelétrico do país (pág. 31);
- Desta maneira, o Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE 2007/2016⁶⁴, com ênfase nas questões socioambientais e na mitigação de GEE, define investimentos na faixa de R\$ 90 bilhões para expandir a capacidade hidrelétrica do país e reduzir mais de 27 milhões de toneladas de emissões anuais de GEE (pág. 33).

Além disso, o documento, (Capítulo IV.5 – pág. 114), descreve a importância de instrumentos econômicos, políticas governamentais e incentivos financeiros adequados que deverão induzir o setor privado a desenvolver atividades de mitigação de GEE. A seção faz uma referência clara ao MDL, mas também às políticas complementares, inclusive o financiamento preferencial para realizar atividades de mitigação economicamente viáveis. O documento referencia especificamente o BNDES e suas linhas de financiamento e crédito diferenciadas, incluindo o Finem, que se aplica a investimentos de infraestrutura como o Projeto UHE Jirau.

Além disso, o documento (pág. 118) descreve a importância do MDL como apoio para os projetos nacionais de mitigação de GEE e identifica o desenvolvimento do potencial hidrelétrico do Brasil como uma das oportunidades fundamentais para reduzir o crescimento das emissões de GEE com o apoio do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo.

De fato, o Plano de Expansão de Energia - 2007/16⁶⁷, publicado em dezembro de 2007, afirma que seus estudos e recomendações consideram a prioridade no tratamento da mitigação da mudança do clima e na promoção do desenvolvimento sustentável (página 55 do Volume 1) e que a expansão da energia hidrelétrica em harmonia com o contexto socioeconômico e ambiental local e em sinergia com outras energias renováveis (co-geração de biomassa, eólica e solar), são fundamentais para atender à demanda crescente de energia sem o crescimento indevido das emissões de GEE. Apesar desses esforços, o plano conclui que a geração de energia a base de combustíveis fósseis ainda será necessária para atender à rápida demanda crescente, especialmente se o desenvolvimento do potencial hidrelétrico do país for reprimido ou inibido.

Com base nesse contexto, o documento (pág. 420) define que deverá haver um esforço especial por parte dos atores governamentais e privados para viabilizar Jirau e outros projetos prioritários de hidrelétricas. Apesar desse esforço, que tem o objetivo claro de reduzir o crescimento das energias intensivas em GEE na matriz energética brasileira, e o objetivo adicional em relação à expansão das energias renováveis complementares como biomassa e eólica, o plano ainda projeta que 8.715 MW adicionais de capacidade de geração térmica movidas a combustíveis fósseis serão acrescentados ao sistema e causarão um crescimento das emissões de GEE de 44 milhões de toneladas por ano em 2016 (página 436).

⁶³ Disponível em <http://www.forumclima.org.br/index.php/biblioteca/documentos-fbmc> (mesma referência da introduzida anteriormente na nota de rodapé 54, página 18).

⁶⁴ Disponível em: http://www.epe.gov.br/PDEE/20080111_2.pdf, acessado em 9 de março de 2012.

A evolução e consolidação adicionais do esforço de mitigação de GEE do Brasil levou à publicação definitiva da Lei Nº 12.187/09⁶⁵, Lei que institui a Política Nacional sobre Mudança do Clima – PNMC. Além dos princípios já discutidos acima, a lei definitiva (Artigo 6º) define que seus instrumentos incluem:

- *medidas existentes ou a serem criadas que estimulem medidas [...] que contribuam para a redução de emissões de GEE, entre elas a instituição de critérios preferenciais para processos de licitação, como os para parcerias público-privadas, assim como autorização ou outorga de concessões para a exploração de [...] recursos naturais que implicam a redução das emissões de GEE (§XII);*
- *linhas de crédito e condições de financiamento específicas oferecidas pelos bancos privados e públicos (§ VII) assim como outras medidas econômicas e financeiras nacionais (§ X);*
- *as medidas financeiras e econômicas para mitigação da mudança do clima [...] que existem no âmbito da UNFCCC e do Protocolo de Quioto (§ X).*

Em resumo, a evolução da política brasileira de mitigação de GEE determina claramente o desenvolvimento da atividade do projeto UHE Jirau e assegura efetivamente sua viabilidade ao: 1) definir a outorga de sua concessão como prioridade por causa do interesse nacional do projeto, 2) estruturá-lo como parceria público-privada com a participação de estatais; e 3) desenvolver e oferecer linhas de crédito e condições de financiamento adequadas que foram decisivas para a viabilidade econômica da atividade do projeto. Como esta última é um incentivo econômico em complemento ao MDL, ela será discutida em mais detalhes como parte da Análise de investimentos no Passo 2.

Seção 2: Avaliação e referências sobre a consistente consideração anterior do MDL pelos Participantes do Projeto durante o processo de desenvolvimento e implementação do Projeto.

Para fins de entendimento do desenvolvimento da atividade do projeto e para permitir a avaliação da consideração do MDL de acordo com a disposição da Seção C do Padrão de Projeto de MDL, é importante entender a sequência das ações que foram tomadas para avaliar, desenvolver e implementar adequadamente o projeto no âmbito do MDL. De acordo com o § 26, “*Se a data de início de uma atividade de projeto MDL proposta (a data de início do projeto) for anterior à data de publicação do DCP para consulta pública internacional, o participante do projeto deverá demonstrar que os benefícios do MDL foram considerados necessários na decisão de realizar o projeto como uma atividade de projeto do MDL proposta.*”

Assim, esta seção fornece uma visão geral dos principais marcos do projeto e fornece referências aplicáveis para as atividades relacionadas ao MDL. Além disso, ela descreve a evolução das atividades e define a data de início do projeto de acordo com as disposições do § 28 do documento Padrão de Projeto de MDL. Esta seção também fornece as referências necessárias para demonstrar que ações contínuas e reais foram tomadas para assegurar o status de MDL da atividade de projeto proposta em paralelo com sua implementação, conforme exigido pela Seção IV, parágrafo 9 do Procedimento do Ciclo do Projeto do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (PCP-MDL).

Síntese da evolução que levou à implementação da atividade do projeto no âmbito do MDL:

O grupo GDF SUEZ, que é o acionista controlador e fundador da ESBR, tem uma longa história no mercado de carbono. A GDF SUEZ foi criada a partir de uma fusão entre a Suez e a GDF, concluída em 22 de julho de 2008, mas bem antes disso as duas partes estavam envolvidas no mercado de carbono. Na verdade, as duas foram membros fundadores do Prototype Carbon Fund⁶⁶ e a Suez, com suas atividades globais em Serviços Ambientais e Energia, também foi pioneira no investimento direto e

⁶⁵ Disponível em http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/ato2007-2010/2009/lei/112187.htm.

⁶⁶ Além disso, durante 2011, a empresa ampliou seu escopo com interesse específico no mercado pós-2012, investindo em diferentes fundos de carbono pós-2012 administrados pela NEFCO, KfW, ICF e pelo Banco Mundial.

desenvolvimento de projetos de MDL. Já no ano de 2001, no começo do MDL, a Suez desenvolvia ativamente oportunidades para promover projetos de redução de GEE e gerar créditos de carbono para suas subsidiárias europeias. Uma prova importante desse esforço é o *Projeto de Gerenciamento de Gás de Aterro de Salvador da Bahia* (Projeto número 0052, registrado na UNFCCC em 15 de agosto de 2005), desenvolvido pela coligada BATTRE da Suez Environment⁶⁷ e o *Projeto de Redução de Emissões de Metano Lages* (Projeto número 0268, registrado na UNFCCC em 23 de abril de 2006), desenvolvido pela subsidiária Tractebel Energia da Suez Energy International⁶⁸. Em paralelo com o desenvolvimento dessas primeiras experiências, a Suez Energy foi revisando sua estratégia de investimento para integrar mais a variável de mudança de clima em sua prática de investimento. Uma evidência pública clara e abalizada disso é o *Suez Reference Document 2007* [Documento de Referência Suez 2007]⁶⁹, que foi publicado em 18 de março de 2008 em resposta às obrigações regulatórias do grupo, como definido pela Autoridade de Mercados Financeiros francesa.

Além de abordar a fundo a questão da mudança do clima e os riscos e oportunidades que surgem da regulação emergente para o negócio atual e futuro do grupo, o documento define as seguintes prioridades estratégicas: (i) Estratégias para mitigação de GEE; (ii) Experiência e orientação para integração do MDL no desenvolvimento de projetos; (iii) Foco específico nos aproveitamentos hidrelétricos no Brasil, especialmente nos projetos do rio Madeira.

Com relação a (i), o documento mostra que a Suez tinha desenvolvido uma complexa e ambiciosa estratégia de conformidade e política de mitigação de GEE com metas para o crescimento da capacidade de geração de energia renovável (incluindo energia hidrelétrica, solar, biomassa e eólica), foco em inovação (incluindo o desenvolvimento de tecnologias de captura e armazenamento de carbono), o desenvolvimento de serviços de energia nova e ambientais que reduzem as emissões de GEE para seus clientes, assim como a comercialização de emissões incluindo as permissões de emissões do Esquema de Comércio de emissões da União Europeia (EU ETS) e Reduções Certificadas de Emissões. Em relação a (ii), o documento explica que o grupo adquiriu uma experiência significativa e resultados positivos com o desenvolvimento e registro de projetos de MDL, que novos projetos de MDL estão sendo desenvolvidos na Ásia e na América Latina e que outros investimentos estão em avaliação e serão desenvolvidos se as receitas adicionais geradas pelo MDL cobrirem o custo adicional do projeto de redução de GEE. Em relação a (iii), o documento explica que as normas brasileiras têm evoluído com o objetivo específico de viabilizar projetos de grandes hidrelétricas e que as usinas hidrelétricas do rio Madeira são os primeiros projetos dessa natureza a serem desenvolvidos no Brasil. Em resumo, o documento mostra que a Suez implementou uma política clara e abrangente em relação à mudança do clima e à consideração das receitas do MDL em seus investimentos, assim como o interesse específico de desenvolver as usinas hidrelétricas do rio Madeira.

Além disso, o documento faz referência ao papel da Tractebel Engineering (TE) na identificação e avaliação das oportunidades de MDL para o grupo. Na realidade, a TE desenvolveu uma avaliação da viabilidade do MDL para o projeto das hidrelétricas do rio Madeira para apoiar as atividades de desenvolvimento da Suez nos projetos das hidrelétricas de Santo Antônio e Jirau, que foi entregue em 6 de novembro de 2007. Além disso, para ter uma visão complementar sobre a viabilidade do MDL dos projetos do rio Madeira, um estudo da Pricewaterhouse Coopers foi concluído em 30 de novembro de 2007 para avaliar o potencial de MDL dos ativos de geração de energia hidrelétrica, assim como das atividades de reflorestamento após a implementação do projeto.

A grande importância que foi atribuída ao MDL também é demonstrada por evoluções adicionais na política de investimento da empresa no início de 2008. Pela primeira vez, em 14 de fevereiro de 2008, o

⁶⁷ http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/FS_285759185, acessado em 5 de março de 2010. Em 2006, a Suez vendeu o projeto de gerenciamento de LFG Salvador de Bahia como parte de um importante processo de reestruturação.

⁶⁸ Disponível em: <http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/UBL2IQM06M8EZCXW1GTRYC25Y9HY1Q>, último acesso em 5 de março de 2010.

⁶⁹ *Suez Reference Document 2007* [Documento de Referência Suez 2007], versão em inglês disponível em www.gdfsuez.com/document/?f=files/en/2007-referencedocumentsuez.pdf, versão em francês disponível em <http://www.gdfsuez.com/fr/finance/investisseurs/publications/publications/>, último acesso em 9 de março de 2012.



grupo Suez distribuiu internamente projeções internacionais de preço para Reduções Certificadas de Emissões a serem usadas na avaliação do projeto para a decisão de investimento⁷⁰. Depois disso, em 5 de maio de 2008, como parte da atualização contínua, foram circulados preços revisados das Reduções Certificadas de Emissões. Embora as projeções tenham diminuído em comparação com a primeira divulgação em fevereiro, os preços das RCEs nesse momento foram projetados como ficando na faixa de 16 € para 2012 e subindo para mais de 20 € em 2020^{71,72}.

Com base nessa orientação estratégica, a Suez Energy International iniciou o desenvolvimento de diversos projetos de energia renovável na América Latina, entre eles o projeto Eólico Monte Redondo (registrado com número de projeto 4449)⁷³ e o Projeto da Hidrelétrica Laja no Chile (solicitando registro)⁷⁴, Projeto Eólico Guanacaste na Costa Rica (registrado com número de projeto 4147)⁷⁵, o Projeto da Hidrelétrica Dos Mares no Panamá (em validação)⁷⁶, assim como cinco projetos de energia eólica em desenvolvimento pela Tractebel Energia no Brasil (Fleixeiros I; Guajiru; Mundaú Trairi e Porto do Delta, todos em validação).

Para prosseguir com os empreendimentos e, por fim, realizar a implementação e a operação de uma ou das duas usinas hidrelétricas do rio Madeira, a Suez Energy Latin America Participações⁷⁷ fundou a Energia Sustentável do Brasil S.A. (ESBR) em 15 de julho de 2007⁷⁸. O foco inicial da empresa era a usina hidrelétrica Santo Antônio, cujo leilão estava programado para 12 de dezembro de 2007, mas seu lance não foi selecionado. Com base nessa experiência, o investidor concentrou-se no desenvolvimento da UHE Jirau e em 19 de maio de 2008 sua proposta, com base em um conceito de projeto totalmente revisado que permitiu uma redução significativa dos impactos ambientais⁷⁹ assim como dos custos, resultou no lance mais competitivo. Logo depois disso, em 28 de maio de 2008, a ESBR apresentou o conceito revisado de engenharia e construção e suas principais hipóteses financeiras a um grupo de bancos comerciais e, em 30 de maio de 2008, também ao BNDES⁸⁰. Todas essas apresentações concluíram que o projeto é totalmente elegível no âmbito do MDL e divulgaram que as receitas das RCEs estão sendo consideradas como uma importante fonte de receita. Subsequentemente, em 24 de junho de 2008, a ESBR enviou ao BNDES o primeiro Relatório do Estudo de Viabilidade completo (*Roteiro de*

⁷⁰ Essas projeções fazem parte de um conjunto de preços internacionais de commodities que são regularmente atualizados e distribuídos para certificar-se de que todos os investimentos estejam sendo avaliados em uma base consistente. Embora os documentos sejam confidenciais, eles foram disponibilizados para a Entidade Operacional Designada.

⁷¹ Uma nota interna da empresa de 23 de abril de 2008 explica que “RCEs são reduções de emissões que podem ser usadas para alcançar o objetivo do protocolo de Quioto de um país. O maior comprador de RCEs é o EU ETS. No entanto, existe um limite para a utilização de RCEs. Se ocorresse uma oferta excessiva de RCEs (excesso de projetos nos países em desenvolvimento) o preço das RCEs poderia ser direcionado pelos custos do projeto. Acreditamos que o número de RCEs geradas permaneça abaixo desse limite, neste caso o preço da RCE continuaria a ser direcionado pelo preço dos EUA”.

⁷² O apetite específico para o MDL pode ser entendido com base no fato que, no âmbito do esquema de comércio de emissões da União Europeia, a GDF SUEZ tem uma defasagem anual de conformidade de 14 MtCO₂ e autorização para usar até 3 milhões de RCEs ao ano para atender às suas obrigações. Nesse contexto faz mais sentido para o grupo investir em seus próprios projetos internacionais de MDL do que comprar excedente de alocações de outros participantes do EU ETS (New Carbon Finance: Top 20 shortest companies in the EU ETS, 23 de março de 2009).

⁷³ Disponível em <http://cdm.unfccc.int/Projects/DB/TUEV-RHEIN1296695607.41/view>.

⁷⁴ Disponível em <http://cdm.unfccc.int/Projects/Validation/DB/SHVQMDULNXILP24VPSCKB588LLW4OF/view.html>.

⁷⁵ Disponível em <http://cdm.unfccc.int/Projects/DB/DNV-CUK1290767325.42/view>.

⁷⁶ Disponível em <http://cdm.unfccc.int/Projects/Validation/DB/GHUWXFROH80MZE3Y1PVPIES8XTDQ5V/view.html>.

⁷⁷ A empresa posteriormente mudou o nome para GDF SUEZ Energy Latin America Participações, que é a acionista controladora da ESBR.

⁷⁸ Os outros acionistas entraram na empresa mais tarde, ou seja, a Eletrosul Centrais Elétricas S.A. em 21 de novembro de 2007, a Camargo Corrêa Investimentos em Infra-Estrutura S.A. e a Companhia Hidrelétrica do São Francisco (“Chesf”) em 5 de maio de 2008. Depois disso, em julho de 2008, ocorreu a fusão entre a Suez e a GDF para formar a GDF-Suez.

⁷⁹ Para obter um entendimento claro de como o conceito de engenharia revisado contribuiu para a redução dos impactos ambientais, veja a Seção D.1.

⁸⁰ Esse foi o primeiro contato com o BNDES e com os bancos comerciais para apresentar o projeto e seguir a definição da concepção do projeto e representa o início das negociações com o BNDES e com os “Bancos intermediários”.

Financiamento) para iniciar formalmente o processo de solicitação de financiamento e negociação do empréstimo de acordo com os procedimentos do BNDES. Esse documento oficial contém uma descrição completa da atividade do projeto e de seu perfil econômico, incluindo uma primeira estimativa do CapEx e detalhes de todos os custos e receitas operacionais projetados. Além das receitas projetadas a partir da geração e vendas de eletricidade, o Relatório do Estudo de Viabilidade inclui as receitas da geração e venda das Reduções Certificadas de Emissões. Para fins de envio ao BNDES, foi definido um preço mínimo conservador de carbono de 5 €/RCE, alinhado com os dados públicos de mercado para os preços após 2012 conforme fornecido pela GTZ nesse momento⁸¹, em vez de usar as projeções internas de preços de longo prazo da empresa GDFSUEZ que são feitas com base em projeções do preço de equilíbrio de mercado do EU ETS.

Em paralelo a essas primeiras discussões sobre o perfil econômico e o financiamento do projeto, a ESBR trabalhou para a aceitação formal de sua proposta de engenharia revisada, que incluía um re-desenho completo e a relocação do eixo da barragem em comparação com o conceito original, conforme oferecido pelo governo. Embora essas mudanças estivessem totalmente alinhadas com os termos de concessão oferecidos, a proposta teve que ser avaliada e aprovada por diferentes autoridades. Depois da ESBR ter disponibilizado todos os documentos necessários, a primeira aprovação formal relevante foi concedida em 22 de julho de 2008, quando a ANEEL (*Agência Nacional de Energia Elétrica*), a agência reguladora responsável, publicou o Aviso de adjudicação e homologação dos direitos de *exploração da concessão*⁸². No mesmo dia, a ESBR divulgou o investimento de R\$ 9 bilhões⁸³ e declarou que estava esperando por este marco legal para solicitar a licença de instalação⁸⁴. Assim, a licença de instalação foi solicitada no dia seguinte, em 23 de julho de 2008⁸⁵, que também é o dia em que a homologação foi oficialmente publicada no Diário Oficial da União do Brasil⁸⁶, que legalizou os resultados do leilão e concedeu efetivamente os direitos de concessão à ESBR. O mais importante para a definitiva decisão de investimento e os passos seguintes foi a confirmação implícita de que uma revisão do conceito de engenharia, conforme proposto pela ESBR, era, em princípio, compatível com o contrato de concessão e que o regulador não poderia mais aceitar questionamentos de terceiros sobre a validade dos resultados do leilão⁸⁷. Além da certeza legal, que foi necessária para iniciar outros passos regulatórios e investimentos, a ratificação da ESBR como concessionária também implicou a obrigação legal de prosseguir para a assinatura dos Contratos de Compra e Venda de Energia Elétrica, representando, assim, uma obrigação importante para a efetiva implementação da atividade do projeto.

Uma visão geral dos passos fundamentais para o desenvolvimento do projeto e as referências relevantes para consideração do MDL são fornecidas na tabela abaixo. Todas as referências foram disponibilizadas para a EOD.

⁸¹ GTZ CDM Highlights 59, março de 2008, disponível em: <http://www.gtz.de/en/themen/umwelt-infrastruktur/umweltpolitik/18324.htm>, último acesso em: 4 de março de 2012.

⁸² Disponível em: http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_geracao/documentos/052008-Aviso%20de%20Homologa%C3%A7%C3%A3o%20e%20Adjudica%C3%A7%C3%A3o%20n%202005-2008%2018-7.pdf, último acesso em 9 de março de 2012.

⁸³ Em 22 de julho de 2008, a data da homologação do leilão, a ESBR divulgou que irá investir R\$ 9 bilhões, e solicitar 70% de financiamento do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social. *Consórcio deve solicitar ao BNDES financiamento de 70% do total de R\$ 9 bilhões*, disponível em http://www.estadao.com.br/economia/not_eco210078,0.htm.

⁸⁴ Presidente da ESBR explica que estava aguardando a homologação para solicitar a licença de instalação, Arquivo “2008_07_22 GLOBO ESBR to request license this week”, disponível em <http://oglobo.globo.com/economia/energia-sustentavel-vai-pedir-licenciamento-de-jirau-ainda-nesta-semana-3608092>.

⁸⁵ A solicitação oficial da ESBR para a licença de instalação do local de construção da UHE JIRAU na Ilha do Padre, conforme enviada ao IBAMA em 23 de julho de 2008, foi disponibilizada para a EOD.

⁸⁶ “Diário Oficial da União”, página. 405. Seção 3. De 23/07/2008, disponível em <http://www.jusbrasil.com.br/diarios/707633/dou-secao-3-23-07-2008-pg-405>

⁸⁷ *Mesma referência da introduzida anteriormente na nota de rodapé 2, página 2.*



Status	Data	Evidência da consideração do MDL
Evidência do MDL e Marco do projeto	26/06/2006	O Estudo de Impacto Ambiental (EIA), relatório para os aproveitamentos das UHEs do rio Madeira (Santo Antônio e Jirau) desenvolvido pela Leme Engenharia é aprovado. O relatório faz uma clara referência à importância das receitas do MDL para a sustentabilidade financeira do projeto ⁸⁸ .
Marco do projeto	09/07/2007	O IBAMA emite a Licença Ambiental Inicial com base no EIA/RIMA ⁸⁹ .
Marco do projeto	15/07/2007	A Energia Sustentável Brasil S.A. (ESBR) é constituída e inicia os estudos para o desenvolvimento das usinas hidrelétricas do rio Madeira.
Evidência do MDL	06/11/2007	Relatório de avaliação do MDL sobre as usinas hidrelétricas do rio Madeira é entregue aos participantes do projeto pela Tractebel Engineering.
Evidência do MDL	30/11/2007	Relatório de avaliação do MDL sobre as usinas hidrelétricas do rio Madeira é entregue aos participantes do projeto pela Pricewaterhouse Coopers.
Evidência do MDL	14/02/2008	São distribuídos os cenários dos preços da RCE internos da empresa para avaliação das oportunidades de investimento do projeto.
Marco do projeto	11/02/2008	A Resolução N° 1 ⁹⁰ , emitida pelo Conselho Nacional de Política Energética, indica a UHE Jirau como um projeto de interesse público e com prioridade de licitação e implementação.
Marco do projeto	28/04/2008	O Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) divulga ⁹¹ as condições de financiamento indicativas para apoiar a implementação da UHE Jirau.
Marco do projeto	19/05/2008	A ESBR ofereceu o lance mais competitivo no leilão da concessão para desenvolver e explorar o aproveitamento hidrelétrico Jirau.
Evidência do MDL	28/05/2008	Apresentação do Projeto UHE Jirau a um grupo de bancos comerciais incluindo as receitas do MDL.
Evidência do MDL	30/05/2008	Apresentação do Projeto UHE Jirau ao BNDES incluindo as receitas do MDL.
Evidência do MDL	24/06/2008	Envio oficial do Relatório do Estudo de Viabilidade do Projeto UHE Jirau como parte da solicitação para inclusão do Projeto UHE Jirau no processo de aprovação formal de empréstimo do BNDES (receitas das RCEs incluídas na documentação).
Início do projeto	22/07/2008	A ANEEL (<i>Agência Nacional de Energia Elétrica</i>), a agência reguladora responsável, publicou o Aviso de adjudicação e homologação dos direitos de concessão ⁹² . Este ato homologa os direitos de concessão da ESBR e é, portanto, a base e a obrigação legal para o início efetivo da implementação do projeto. No mesmo dia a ESBR divulgou o investimento ao público ⁹³ e declarou que

⁸⁸ Mesma referência da introduzida anteriormente na nota de rodapé 47, página 18.

⁸⁹ Mesma referência da introduzida anteriormente na nota de rodapé 49, página 18.

⁹⁰ Mesma referência da introduzida anteriormente na nota de rodapé 3, página 2.

⁹¹ Mesma referência da introduzida anteriormente na nota de rodapé 60, página 19.

⁹² Mesma referência da introduzida anteriormente na nota de rodapé 1, página 2.

⁹³ Mesma referência da introduzida anteriormente na nota de rodapé 83, página 24.

Status	Data	Evidência da consideração do MDL
		tomaria providências imediatas para solicitar a licença de instalação para iniciar a construção ⁹⁴ .

Tabela 6. Marcos do Projeto UHE Jirau e atividades realizadas para desenvolver o Projeto UHE Jirau no âmbito do MDL

Avaliação da data de início do projeto:

De acordo com o Glossário de termos do MDL⁹⁵:

“A data de início de uma atividade de projeto do MDL é a primeira data em que tem início a implementação ou construção ou a ação real de uma atividade de projeto”.

A outorga dos direitos de concessão, obtida em 22 de julho de 2008, representou a aprovação regulatória do leilão anterior e, portanto, representa as bases legais e a certeza, assim como a obrigação, necessárias para a ESBR iniciar a implementação efetiva da atividade do projeto. Como determinado por esse ato formal, a ESBR assinou o respectivo Contrato de Concessão, em 13 de agosto de 2008, e os Contratos de Compra e Venda de Energia Elétrica, em 10 de outubro de 2008. Consequentemente, a Data de Início do Projeto representa o reconhecimento formal da validade do leilão e a outorga efetiva dos direitos de exploração do potencial hidráulico de Jirau, implicando obrigações materiais e marcos obrigatórios para o desenvolvimento e implementação do projeto. Essa realização é, portanto, o início da implementação efetiva do projeto e, assim, a primeira data possível de início do projeto.

A construção efetiva iniciou somente em 14 de novembro de 2008, pois dependia de uma sequência de outras aprovações regulatórias e, principalmente, do licenciamento ambiental. No entanto, esses passos se tornaram possíveis e obrigatórios somente após a ANEEL declarar a proposta da ESBR válida e homologar o direito de exploração da concessão.

Portanto, podemos concluir que 22 de julho de 2008 é a primeira data em que o investidor pôde efetivamente iniciar e, também, incorrer na obrigação do desenvolvimento da atividade do projeto.

Os passos e marcos subsequentes de desenvolvimento do projeto assim como as ações contínuas implementadas pelo Desenvolvedor do Projeto para obter o status de MDL serão discutidos na seção a seguir e estão resumidos na próxima tabela abaixo.

Descrição de ação contínua:

De acordo com o parágrafo 28 (b) do Padrão de Projeto - Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (PP-MDL), o participante do projeto deverá fornecer evidência de que foram tomadas ações contínuas e reais para assegurar o status de MDL para a atividade do projeto proposta, em paralelo à sua implementação. A partir da Data de Início do Projeto, que foi definida pela homologação dos direitos de exploração da concessão como acima descrito, a ESBR teve que seguir diversos passos regulatórios e concretos para implementar efetivamente a atividade do projeto e assegurar, concomitantemente, o registro da UHE Jirau como projeto de MDL.

Um primeiro passo para o desenvolvimento do projeto de MDL foi dado em 23 de setembro de 2008, quando uma proposta de desenvolvimento de MDL foi solicitada à empresa de consultoria Econergy Brasil. Os termos gerais da consultoria de MDL foram então aprovados pelo Conselho da ESBR em 24 de outubro de 2008 e, subsequentemente, o contrato com a Econergy Brasil foi negociado e devidamente assinado em 2 de março de 2009. Foi também definido que a GSELA seria responsável pelo

⁹⁴ Mesma referência da introduzida anteriormente na nota de rodapé 84, página 24.

⁹⁵ Glossário de termos do MDL, versão 05, disponível em: http://cdm.unfccc.int/Reference/catalogue/document?doc_id=000002803.

gerenciamento do processo de desenvolvimento do MDL e que obteria um direito preferencial para a compra das RCEs geradas pelo projeto.

É importante mencionar que as primeiras atividades de desenvolvimento do MDL consideraram a capacidade instalada original de 44 turbinas totalizando 3.300 MW, como previsto na documentação oficial do governo. Embora a opção por duas turbinas já tivesse sido prevista pelo investidor, ela não pôde ser confirmada nem aprovada pelo regulador no estágio inicial de desenvolvimento do projeto e, portanto, o desenvolvimento do MDL iniciou com base nas especificações de planta definidas nos documentos oficiais de concessão. Isso foi necessário para satisfazer as regras do MDL e os princípios de transparência e consistência definidos no MVV (VVM) aplicável naquele momento (versão 01). Com base nesses fatos e, apesar da Data de Início do Projeto ser antes de 02 de agosto de 2008⁹⁶, a ESBR enviou uma primeira notificação para documentar sua consideração do MDL para a AND brasileira, a Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima (CIMGC), em 13 de fevereiro de 2009. Embora essa notificação não seja requerida de acordo com a “*Orientação para a demonstração e avaliação de consideração prévia do MDL*” (versão 01, Anexo 46/EB41), devido ao fato de que a Data de Início do Projeto ser antes de 02 de agosto de 2008, sua submissão para a AND brasileira documenta a intenção contínua de perseguir o registro do MDL para a atividade do projeto⁹⁷. Esta primeira notificação foi enviada apenas para a AND brasileira, uma vez que a referida orientação permitia aos participantes do projeto de informar “*uma AND de um País Anfitrião e/ou o Secretariado da UNFCCC*” de tal notificação. A notificação para a AND brasileira descreve de forma exata a localização da UHE Jirau na Ilha do Padre, com suas respectivas coordenadas, mas referencia a capacidade instalada original de 3.300 MW, conforme estipulado pelo governo e, portanto, sem incluir a possível ampliação com duas turbinas adicionais devido à falta de referências formais para essa configuração⁹⁸.

Durante o desenvolvimento do DCP e com base nas “*Diretrizes para a elaboração de relatórios e validação dos fatores de capacidade de planta*”, publicada em 17 de julho de 2009, que permitiu a definição do fator de capacidade da planta com base nos documentos fornecidos aos bancos, a empresa de consultoria considerou os aspectos gerais do conceito revisado de projeto, incluindo: (i) localização do eixo da barragem na Ilha do Padre; (ii) a instalação de 46 turbinas, totalizando 3.450 MW de capacidade instalada; (iii) a antecipação do cronograma de geração em comparação com o cronograma original, conforme previsto no documento “Edital de Licitação”.

Em paralelo ao desenvolvimento inicial do DCP, a ESBR concentrou-se na conclusão das aprovações regulatórias necessárias de maneira a permitir o início rápido da construção. Imediatamente depois de ter recebido o direito de exploração da concessão, a ESBR buscou o endosso do conceito revisado de projeto das agências governamentais (ANEEL e IBAMA) ao demonstrar a viabilidade técnica e os benefícios ambientais da mudança do eixo da barragem para a Ilha do Padre. Com base em um abrangente conjunto de informações fornecido às respectivas agências governamentais, a Licença de Instalação Preliminar (*Licença de Instalação de Obras no Canteiro Pioneiro n.º.563/2008*) foi finalmente obtida em 14 de novembro de 2008, sendo condição necessária para iniciar as obras civis preparatórias. Posteriormente, em 11 de março de 2009, a ESBR obteve a aprovação da nova configuração do projeto, embora ainda com uma capacidade instalada de 3.300 MW, e logo depois disso, em 3 de junho de 2009, a Licença de

⁹⁶ Por esta razão, a consideração do MDL deve ser demonstrada de acordo com o § 26 do Padrão de Projeto do MDL, conforme demonstrado na Seção B5/Seção 2 deste DCP.

⁹⁷ No momento da elaboração da notificação, os Participantes do Projeto consideraram que a emissão da Licença de Instalação Preliminar, que ocorreu em 14 de novembro de 2008, representaria a data de início mais adequada para a atividade do projeto, pois significava o início efetivo da construção e a entrada em vigor do contrato EPC para obras civis com a Camargo Corrêa, que representa efetivamente o primeiro e principal elemento das despesas de capital da atividade do projeto.

⁹⁸ As Diretrizes para a elaboração de relatórios e validação dos fatores de capacidade da planta não estavam disponíveis nesse momento e, portanto, os participantes do projeto não podiam saber que os fatores de capacidade da planta enviados ao BNDES no Relatório do Estudo de Viabilidade poderiam ter sido usados para justificar a fator de capacidade projetado aumentado e a Energia Assegurada. Portanto, a documentação e as definições originais do “Edital de Licitação” foram vistas como as únicas referências formalmente válidas.

Instalação definitiva. Embora a ESBR tenha obtido a aprovação e a ratificação formais do leilão em 22 de julho de 2008, esses marcos do projeto foram essenciais para iniciar efetivamente a construção em 14 de novembro de 2008, e também para oferecer uma base legal para buscar a aprovação da ampliação para 3.450 MW, como previsto antes da Data de Início do Projeto.

Embora não requerido, uma vez que a data de início da atividade do projeto é anterior a 02 de agosto de 2008, o participante do projeto documentou esta mudança no desenho/concepção do projeto através da submissão de uma segunda Notificação de Consideração Prévia do MDL, que foi enviada em 24 de agosto de 2009 para a UNFCCC e a AND brasileira. A notificação também permite demonstrar que ações reais e contínuas foram tomadas. Essa segunda notificação faz referência ao mesmo nome e local de projeto da primeira notificação, mas já considera 46 turbinas e a capacidade instalada revisada de 3.450 MW, conforme referenciado no Relatório do Estudo de Viabilidade do Projeto enviado ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social em 24 de junho de 2008.

Em paralelo, durante julho e agosto de 2009, a ESBR solicitou diversas propostas de validação para iniciar formalmente a validação do DCP, segundo as regras do MDL, e concentrou-se na finalização do documento DCP, que foi concluído em 9 de março de 2010. Ao mesmo tempo, a ESBR identificou a possibilidade técnica de expansão adicional da capacidade de geração da UHE Jirau e de adição de 6 turbinas, ou seja, aumentar a capacidade total instalada para um total de 3.750 MW⁹⁹, ao invés de adicionar somente duas turbinas como havia sido planejado anteriormente. Como essa revisão substancial do projeto seria possível somente após a conclusão das aprovações regulatórias aplicáveis que concederiam a Energia Assegurada necessária para venda e assim justificar o investimento incremental, a ESBR imediatamente informou os respectivos reguladores e solicitou a revisão aplicável do projeto básico e, conseqüentemente, a alteração das aprovações regulatórias necessárias.

Com base nas incertezas sobre a concepção definitiva do projeto, a ESBR teve que tomar a decisão de colocar as atividades de desenvolvimento do MDL em espera até que as especificações da planta fossem definidas, pois essas alterações significativas durante o processo de validação teriam causado dificuldades e atrasos, como já ocorreu com outros projetos¹⁰⁰. Diante dessa situação, e também para entender as exigências e expectativas específicas em relação à demonstração da contribuição para o desenvolvimento sustentável e para a participação dos atores locais, a ESBR realizou uma reunião com a AND brasileira em 29 de abril de 2010 para discutir o projeto e os passos aplicáveis a serem tomados.

Mais tarde, em 11 de agosto de 2010, e com base nos estudos de engenharia desenvolvidos por seus especialistas, a ESBR enviou à ANEEL um Memo para solicitar formalmente a inclusão de 6 turbinas no Projeto Básico e, portanto, aprovar uma capacidade instalada de 3.750 MW. Essa solicitação obteve aprovação formal em 29 de julho de 2011 pela Resolução nº 3.104. Como parte do processo para incluir a Energia Assegurada incremental do projeto no leilão de venda de energia A-3, que estava planejado para agosto de 2012, a ESBR teve que buscar a aprovação da Empresa de Pesquisa Energética (EPE). A respectiva Ficha de Dados foi emitida pela EPE em 13 de julho de 2011, definindo os parâmetros técnicos revisados, as especificações das 6 turbinas adicionais e as despesas de capital incrementais necessárias para o aumento da capacidade. Com base nesses marcos regulatórios, em 1 de agosto de 2011, o Ministério de Minas e Energia finalmente publicou¹⁰¹ a Energia Assegurada revisada para o Projeto

⁹⁹ Para demonstrar a intenção de ampliar a capacidade instalada do Projeto UHE Jirau para 3.750 MW, foram trocadas diversas comunicações com agências governamentais, como a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) (Memo MP/FB – 225/2010), Ministério de Minas e Energia (MME) (Memo MP/FB – 216/2010), Agência Nacional de Águas (ANA) (Memo VP/FB – 232/2010), Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) (VP/FB – 242) e a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) (VP/FB – 633). Todas essas comunicações foram disponibilizadas para o auditor da validação.

¹⁰⁰ A UHE Dos Mares, também um investimento do grupo GDF SUEZ, teve que reiniciar a validação como consequência de um aumento na sua capacidade instalada durante o primeiro processo de validação.

¹⁰¹ Portaria 26, publicada pelo Ministério de Minas e Energia em 01 de agosto de 2011, disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/prt2011026spde.pdf>.

Otimizado com capacidade instalada total de 3.750 MW e definiu que 209,3 MW médios seriam elegíveis para venda no leilão A-3.

Como resultado dessas definições regulatórias, em 12 de agosto de 2011, a ESBR apresentou o Projeto Otimizado ao BNDES para solicitar uma linha de crédito adicional para o financiamento das despesas de capital incrementais com base nos fluxos de caixa adicionais que eram esperados da venda da Energia Assegurada incremental no leilão A-3. A apresentação feita ao BNDES confirma as hipóteses técnicas e econômicas da ampliação e mostra que as receitas da geração e vendas de Reduções Certificadas de Emissões fizeram novamente parte das hipóteses econômicas para a ampliação da capacidade de geração da planta.¹⁰²

Finalmente, em 17 de agosto de 2011, ocorreu o leilão e o lance da ESBR para a venda de 209,3 MW foi selecionado e finalmente declarado válido em 18 de outubro de 2011¹⁰³. No mesmo dia do leilão (17 de agosto de 2011), que representou uma clara indicação de que a venda de Energia Assegurada incremental seria concluída e que, portanto, a otimização de Jirau poderia ser efetivamente implementada, a ESBR enviou a terceira notificação formal sobre sua intenção de desenvolver o Projeto UHE Jirau como um projeto de MDL. Esse envio informou à UNFCCC sobre o progresso na definição da capacidade instalada do projeto para 3.750 MW com base em 50 turbinas bulbo, cada uma com capacidade instalada de 75 MW, conforme aprovado pelos reguladores. Além disso, a notificação foi elaborada de acordo com a exigência do parágrafo 9 do Procedimento do Ciclo de MDL, que exige o uso do *formulário de consideração prévia do MDL* para informar à Secretaria da UNFCCC a cada dois anos após a notificação inicial sobre o progresso da atividade do projeto.

Em paralelo ao progresso das aprovações regulatórias, em 19 de julho de 2011, a ESBR solicitou o apoio da GSELA para reiniciar o processo do MDL e os participantes do projeto definiram que o processo iniciaria imediatamente depois da confirmação da capacidade instalada definitiva e da respectiva Energia Assegurada. Além disso, foi definido que seria mais eficiente conduzir o processo com a equipe interna da GSELA. Com base nessas considerações, em 3 de agosto de 2011, os Participantes do Projeto celebraram um contrato de desenvolvimento do MDL e também negociaram a resolução do contrato original de desenvolvimento do MDL com a Eenergy, que foi concluída em 22 de agosto de 2011.

Paralelamente às revisões aplicáveis do DCP, os participantes do projeto também solicitaram propostas de validação e estabeleceram negociações contratuais com a Entidade Operacional Designada escolhida.

Uma visão geral de todos os passos aplicáveis é apresentada na tabela abaixo.

Status	Data	Evidência de ação contínua para assegurar o status de MDL.
Evidência do MDL	23 de setembro de 2008	Primeira solicitação de proposta de consultoria do MDL para começar a escrever o DCP e ajudar no processo de registro.
Marco do projeto	10 de outubro de 2008	Os CCVEs para o mercado regulado são assinados com diferentes empresas de distribuição. .
Evidência do MDL	24 de outubro de 2008	O Conselho da ESBR aprova os termos do gerenciamento do MDL e o direito preferencial de compra de RCEs pela GSELA.

¹⁰² Como referenciado pelo documento enviado ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social, um preço de 8 €/RCE foi considerado para a ampliação, alinhado com as condições vigentes do mercado nesse momento.

¹⁰³ De acordo com o Artigo 4º da Portaria 26, conforme publicado pelo Ministério de Minas e Energia em 01 de agosto de 2011, a assinatura efetiva dos CCVEs é necessária para salvaguardar a validade da Portaria e, portanto, a Energia assegurada incremental da atividade do projeto. Isso ainda não foi concluído, mas será concluído antes do final do processo de validação.



Status	Data	Evidência de ação contínua para assegurar o status de MDL.
Marco do projeto	14 de novembro de 2008	Emissão da Licença de Instalação Preliminar (no.563/2008) pelo IBAMA. Como consequência da licença, o contrato EPC para obras civis com a Camargo Corrêa entra em vigor.
Evidência do MDL	13 de fevereiro de 2009	Notificação enviada para a AND brasileira pela ESBR considerando uma capacidade instalada de 3.300 MW. Embora esta notificação não fosse requerida de acordo com o Anexo 46 do EB 41 ¹⁰⁴ , a notificação documenta a ação contínua para desenvolver o projeto UHE Jirau como uma atividade de projeto de MDL.
Evidência do MDL	2 de março de 2009	Contrato assinado com a Eenergy para serviços de desenvolvimento do DCP.
Marco do projeto	11 de março de 2009	Aprovação do projeto de engenharia revisado na Ilha do Padre pela ANEEL (Memo 946/2009-SGH/ANEEL).
Marco do projeto	3 de junho de 2009	Emissão da Licença de Instalação (nº 621/2009) pelo IBAMA.
Evidência do MDL	24 de agosto de 2009	Notificação ajustada enviada para a AND e UNFCCC para informar a nova capacidade instalada de 3.450 MW e também de modo a demonstrar que ações reais e contínuas foram tomadas.
Evidência do MDL	Julho e agosto de 2009	Várias propostas de validação recebidas pela ESBR.
Evidência do MDL	7 de janeiro de 2010	Apresentação do arquivo MDL UHE Jirau HPP na reunião do Comitê de Sustentabilidade como parte do processo de consulta pública local.
Marco do projeto	Março de 2010	Notificação sobre a intenção de incluir turbinas adicionais e expandir a energia assegurada enviada para: i) Ministério de Minas e Energia (MME); ii) Empresa de Pesquisa Energética (EPE); iii) Agência Nacional de Águas (ANA); iv) Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES).
Evidência do MDL	9 de março de 2010	Primeira versão preliminar do DCP entregue pela Eenergy.
Evidência do MDL	29 de abril de 2010	Reunião com a AND brasileira para discutir o status do processo de MDL do Projeto UHE Jirau.
Marco do projeto	28 de maio de 2010	Notificação à Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) sobre a intenção de incluir turbinas adicionais e ampliar a Energia Assegurada (Memo VP/FB – 633/2010).
Marco do projeto	11 de agosto de 2010	Solicitação de aprovação do conceito de Projeto Otimizado enviada à ANEEL (VP-MC 1092-2010).
Marco do projeto	13 de julho de 2011	A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) emite a <i>Ficha de Dados</i> para inclusão da ampliação da UHE Jirau no leilão de venda de energia A-3.
Marco do projeto	29 de julho de 2011	Aprovação do Conceito de Projeto Otimizado pela ANEEL (Resolução nº 3104 da SGH/ANEEL).

¹⁰⁴ “Orientação sobre a demonstração e avaliação de consideração anterior do MDL” (versão 01), EB41 Anexo 46, disponível em: http://cdm.unfccc.int/EB/041/eb41_repan46.pdf.

Status	Data	Evidência de ação contínua para assegurar o status de MDL.
Marco do projeto	1 de agosto de 2011	O Ministério de Minas e Energia publicou a Portaria 26/11 para definir a Energia Assegurada incremental da UHE Jirau para venda no Leilão A-3 como sendo 209,3 MW ¹⁰⁵ .
Evidência do MDL	3 de agosto de 2011	Contrato assinado entre a ESBR e a GSELA para serviços de desenvolvimento do DCP.
Evidência do MDL	12 de agosto de 2011	Apresentação ao BNDES para apresentar a solicitação de linha de crédito adicional para o financiamento da ampliação da UHE Jirau com base na venda de energia assegurada projetada assim como nas receitas adicionais das vendas de RCEs.
Evidência do MDL	17 de agosto de 2011	A ESBR participa do Leilão A-3 para venda de 209,3 MW médios como definido pelo regulador.
Evidência do MDL	17 de agosto de 2011	Notificação revisada para a Secretaria da UNFCCC. A notificação informa sobre a capacidade instalada revisada de 50 turbinas como definido com base na participação no leilão A-3.
Evidência do MDL	22 de agosto de 2011	A ESBR assina um distrato com a Econergy conforme definido no contrato de consultoria de MDL com a GSELA.
Marco do projeto	18 de outubro de 2011	Aviso de adjudicação e homologação do leilão A-3 no qual a ESBR vendeu energia assegurada adicional.
Evidência do MDL	28 de março de 2012	Início da consulta pública local e publicação do DCP em português no website da empresa ESBR.
Evidência do MDL	24 de abril de 2012	Início da consulta pública internacional e publicação do DCP no website da UNFCCC.

Tabela 7. Marcos do desenvolvimento do Projeto UHE Jirau e ações contínuas para buscar o registro do MDL.

Avaliação de ação contínua:

De acordo com o parágrafo 28 (b) do Padrão de Projeto de Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (PP-MDL),

“Os participantes do projeto devem fornecer evidência de que foram tomadas ações contínuas e efetivas para garantir o status de MDL para a atividade do projeto proposta em paralelo com sua implementação.”

Com base no histórico do Projeto e do desenvolvimento do MDL resumido na tabela acima e nas explicações fornecidas, a ação contínua para assegurar o status de MDL em paralelo com a implementação e construção contínuas é demonstrada com base em: i) contratos com consultores; ii) versões preliminares do DCP; iii) correspondência com o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social; iv) evidência da negociação com as EODs para contratos de validação; v) correspondência com a AND brasileira e com a Secretaria da UNFCCC sobre o projeto; vi) contratos sobre preferência comercial para a compra das RCEs; vii) reunião com a AND brasileira relacionada com a atividade do projeto; e viii) relatório sobre a apresentação de MDL na reunião com os atores locais, que são todas referências válidas de acordo com os critérios definidos pelo PP-MDL.

Além disso, os participantes do projeto forneceram uma explicação clara sobre por que a validação do projeto não foi iniciada antes, como referenciado pelas aprovações regulatórias das especificações aplicáveis da planta que foram necessárias para o início efetivo do processo de validação.

¹⁰⁵ Mesma referência da introduzida anteriormente na nota de rodapé 101, página 28.

Também, embora isso não seja um requerimento aplicável para este projeto, uma vez que a Data de Início do Projeto é anterior a 02 de agosto de 2008, os participantes do projeto decidiram seguir voluntariamente a recomendação do parágrafo 9 do Procedimento do Ciclo do Projeto do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (PCP-MDL) que exige que:

“...os participantes do projeto devem informar à secretaria sobre o andamento da atividade do projeto a cada 2 (dois) anos subsequentes após a notificação inicial, usando o formulário de consideração anterior do MDL “(F-MDL-Consideração anterior)”.”

Com base nessas definições, os participantes do projeto avançaram para uma discussão formal sobre a adicionalidade do projeto com base nos Passos 1 a 4 conforme definido pela Ferramenta de adicionalidade.

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

Definir alternativas realistas e confiáveis à(s) atividade(s) do projeto por meio dos seguintes sub-passos:

Sub-passo 1a: Definir alternativas à atividade do projeto

- **Alternativa 1:** A atividade do projeto proposta sem o MDL, ou seja, a construção de uma nova hidrelétrica com capacidade instalada de 3.750 MW interligada à rede, implementada sem considerar as receitas do MDL;
- **Alternativa 2:** Continuação da situação atual, ou seja, a eletricidade continuará a ser gerada pela capacidade instalada existente da rede;
- **Alternativa 3:** A expansão da rede usando centrais termelétricas.

Sub-passo 1b: Consistência com leis e normas obrigatórias

O Ambiente Regulatório Brasileiro

O marco regulatório brasileiro para o setor elétrico passou por importantes mudanças estruturais e conceituais nas últimas duas décadas, resultando em três diferentes modelos regulatórios: O Modelo Estatal (até 1995); o Modelo do Ambiente de Contratação Livre (1995 a 2003) e o Novo Modelo, implementado em 2004 e válido até hoje. No Modelo Estatal, o setor energético era dominado quase que exclusivamente por empresas estatais e verticalizadas que abrangiam os segmentos de geração transmissão e distribuição. Durante o período do monopólio estatal, foi construída a maior parte da capacidade de geração existente atualmente, a maioria constituída por grandes centrais hidrelétricas com importante capacidade de reserva energética.

De 1995 em diante, devido à falta de capacidade de outros financiamentos para os investimentos necessários na expansão da geração, transmissão e distribuição da energia, o governo iniciou um processo de privatização parcial, estruturado em quatro pilares principais: (i) criação de um ambiente competitivo (ambiente de contratação livre), com a eliminação gradual dos consumidores cativos industriais; (ii) desmantelamento parcial das empresas estatais verticalizadas, separando e privatizando os segmentos de geração, transmissão e distribuição; (iii) liberdade de acesso às linhas de transmissão para geradores e consumidores; e (iv) transferência das responsabilidades de operação e planejamento para o setor privado¹⁰⁶.

¹⁰⁶ Aguiar F.L. “*Modelo Institucional do Setor Elétrico Brasileiro*”, 2007, disponível em http://www.realestate.br/images/File/arquivosPDF/DST_FernandoAguiar.pdf, último acesso em 5 de março de 2010.

A adoção do Modelo de Ambiente de Contratação Livre permitiu a participação de entidades privadas e a implementação da Lei de Concessão (Lei No. 8.987 de 13 de fevereiro de 1995)¹⁰⁷ e promoveu a construção de algumas pequenas e médias centrais hidrelétricas no Brasil.

Infelizmente, o modelo não forneceu investimento suficiente em capacidade de geração como necessário para satisfazer a demanda crescente e resultou em uma crise de energia em 2001, quando o consumo de energia dos consumidores e da indústria foi racionado e o desenvolvimento econômico do Brasil sofreu um grave revés. Como resposta a essa crise, foi estabelecido um novo marco regulatório em 2004, resultando no papel mais ativo do governo brasileiro, praticamente suspendendo o processo de privatização iniciado na década de 1990 e centralizando as funções de planejamento da eletricidade no nível do governo federal¹⁰⁸, ao mesmo tempo em que promovia investimentos do setor privado para financiar a expansão necessária da capacidade de geração. Esse novo modelo regulatório forneceu um mecanismo mais eficiente de compras de energia para geradores e distribuidores, criando basicamente dois ambientes paralelos de comercialização de eletricidade: o *Ambiente de Contratação Regulada* (ACR), onde a energia é finalmente contratada com base nas tarifas mais baixas definidas em um processo de leilões regulados, e o *Ambiente de Contratação Livre* (ACL).

Ao avaliar os efeitos iniciais dessas mudanças regulatórias desde 2005, deve ser observado que a demanda imediata por energia e capacidade foi atendida principalmente com a instalação de centrais termelétricas. Na realidade, entre 2005 e 2007, 57% da nova capacidade de geração adicionada/contratada são provenientes das plantas de queima de combustível fóssil, enquanto recursos não convencionais como biomassa, vento e pequenas centrais hidrelétricas somam somente 3% da nova capacidade em desenvolvimento, o restante sendo representado pela instalação de grandes usinas hidrelétricas, principalmente o complexo do rio Madeira (UHEs Santo Antônio e Jirau), que representa 22% da Energia Assegurada total contratada no período¹⁰⁹.

A tabela abaixo resume a evolução do marco regulatório para o setor elétrico brasileiro:

Modelo Estatal (até 1995)	Modelo do Ambiente de Contratação Livre (1995 a 2003)	Novo Modelo (2004)
Financiamento através de recursos públicos.	Financiamento através de recursos públicos e privados.	Financiamento através de recursos públicos e privados.
Empresas verticalizadas.	Empresas divididas por atividade: geração, transmissão, distribuição e comercialização.	Empresas divididas por atividade: geração, transmissão, distribuição, comercialização, importações e exportações.
Empresas predominantemente estatais.	Abertura e ênfase na privatização das empresas.	Coexistência entre estatais e empresas privadas.
Monopólios – Competição inexistente.	Competição na geração e comercialização.	Competição na geração e comercialização.
Consumidores Cativos.	Consumidores Livres e Cativos.	Consumidores Livres e Cativos.
Tarifas reguladas em todos os segmentos.	Preços livremente negociados na geração e comercialização.	Ambiente de contratação livre: Preços livremente negociados na geração e comercialização.

¹⁰⁷ Lei de Concessão (Lei N° 8.987 de 13 de fevereiro de 1995), disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L8987cons.htm, acessada em 10 de abril de 2012.

¹⁰⁸ Para obter mais informações, consulte *Global Infrastructure – Regulatory Environment Improves for Brazilian Electric Utilities [Infraestrutura global - Ambiente regulatório melhora para as concessionárias de eletricidade brasileiras]* da Moody, agosto de 2008.

¹⁰⁹ Mesma referência da introduzida anteriormente na nota de rodapé 8, página 3.

Modelo Estatal (até 1995)	Modelo do Ambiente de Contratação Livre (1995 a 2003)	Novo Modelo (2004)
Ambiente de Contratação Regulada.	Ambiente de Contratação Livre.	Coexistência do Ambiente de Contratação Livre com o Regulado.
Planejamento Determinativo - Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCPS).	Planejamento Indicativo coordenado pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE).	Planejamento Indicativo coordenado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

Tabela 8. Marcos regulatórios da energia na história brasileira¹¹⁰

Características dos diferentes ambientes de mercado: O Ambiente de contratação livre e o regulado:

Dentro deste novo marco regulatório, os geradores de energia, que podem ser empresas estatais ou Produtores Independentes de Energia privados, têm duas opções para vender sua energia e assim financiar seus projetos. No ACR, os investidores oferecem a eletricidade a ser gerada por seus investimentos nos leilões regulados. As regras, termos e tecnologias elegíveis para esses leilões são definidas pelo Ministério de Minas e Energia (MME) e pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL); enquanto que o leilão é realizado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). As principais modalidades para esses leilões se referem à duração e à data de início diferentes dos respectivos *Contratos de Compra e Venda de Energia Elétrica* (CCVEs), que podem ter uma duração de 20 ou 30 anos, dependendo da vida útil econômica ou operacional da fonte de energia e tecnologia subjacentes. Após a conclusão e a *homologação* do leilão, os CCVEs são assinados entre o respectivo gerador de energia e um pool de empresas de distribuição reguladas que são definidas pelos reguladores. Esses CCVEs de longo prazo com um pool de empresas de distribuição representam uma opção conveniente para definir um fluxo de caixa confiável de longo prazo, que não é importante somente para proteger o investidor de capital próprio contra as variações inesperadas do mercado, mas é também uma exigência chave para obter condições adequadas de financiamento de terceiros.

Os leilões são projetados para um ou para um conjunto específico de tecnologias e recursos e, portanto, permitem que o governo influencie a expansão do parque de geração brasileiro. No caso de projetos de grandes hidrelétricas com capacidade instalada maior que 50 MW, o projeto necessariamente tem como base uma concessão governamental para explorar o recurso natural. No Modelo do Ambiente de Contratação Livre, essas concessões foram leiloadas pelo lance mais alto para a aquisição da concessão e, então, o investidor tinha o direito de desenvolver o projeto e comercializar a energia de acordo com sua estratégia e conveniência. Esse conceito mudou no Novo Modelo, no qual as concessões são outorgadas ao investidor que oferece o preço mínimo para a eletricidade a ser gerada no contrato de concessão. Como medida transicional entre o Modelo do Ambiente de Contratação Livre e o Novo Modelo, foi permitido que os proprietários que adquiriram concessões no Modelo do Ambiente de Contratação Livre competissem na mesma base dos projetos de geração térmica, que não dependem de um contrato de concessão.

Por outro lado, os Produtores Independentes de Energia têm a opção de vender a eletricidade no Ambiente de Contratação Livre (ACL), no qual os compradores e vendedores autorizados de eletricidade negociam entre si as condições e cláusulas de seus CCVEs, como preço, duração, garantias, obrigações de off-take e entrega e condições de pagamento. No caso de concessões de energia hidrelétrica, como a UHE Jirau, a parcela de energia que pode ser vendida no ambiente de contratação livre foi fixada em 30% para a atividade do projeto.

¹¹⁰ Disponível em:

<http://www2.ccee.org.br/cceerinterdsm/v/index.jsp?vgnextoid=3df6a5c1de88a010VgnVCM10000aa01a8c0RCRD>.

Em geral, as durações do CCVE no ambiente de contratação livre são de curto a médio prazo, a maior parte abrangendo entre um e três anos, que é completamente diferente da longa duração dos CCVEs de 20 ou 30 anos como definido no mercado cativo e que implica um risco importante na renovação e renegociação do contrato. Além disso, os contratos são assinados com clientes industriais individuais e não com um portfólio de empresas de distribuição reguladas, um fato que causa maior exposição no risco de crédito do cliente. Concluindo, a venda de eletricidade no Ambiente de Contratação Livre significa um maior nível de risco e exposição para a oscilação da demanda e o preço da eletricidade.

A figura a seguir representa uma comparação entre os Ambientes de Contratação Livre e Cativo:

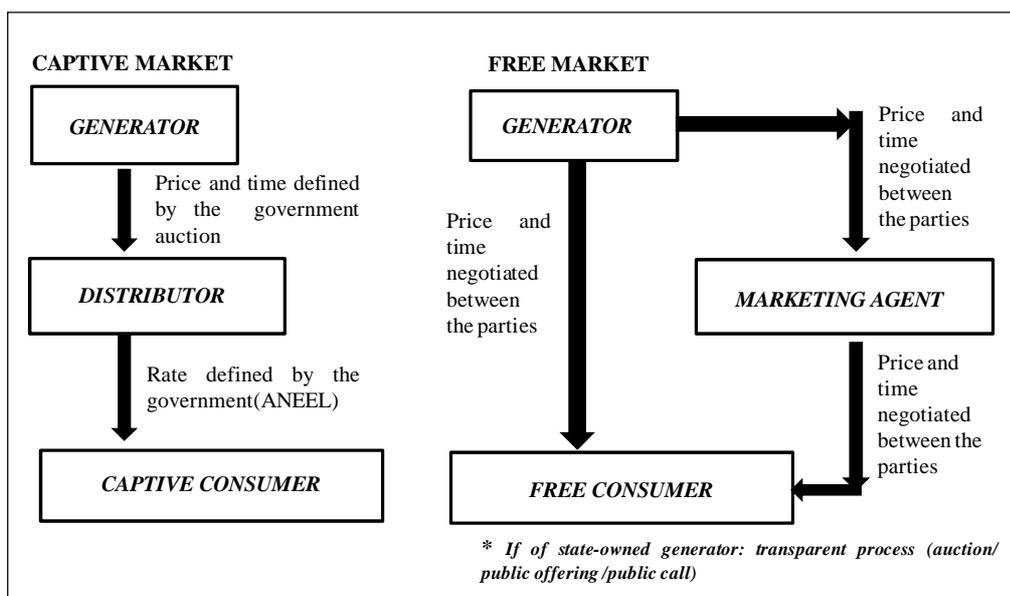


Figura 6. Ambiente de Contratação Cativo e Livre

Políticas e incentivos para a promoção de energias renováveis:

Como mencionado acima, inicialmente as concessões de energia hidrelétrica adquiridas no Modelo do Ambiente de Contratação Livre assim como as novas concessões de energia hidrelétrica competiram em termos iguais com as centrais termelétricas de qualquer tipo, e não havia uma política estrutural que diferenciava ou desse preferência a um desses tipos de energia, enquanto as energias renováveis não convencionais como co-geração de biomassa, pequenas centrais hidrelétricas e eólica eram apoiadas por políticas como o PROINFA (Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia). Mais tarde, pela primeira vez em junho de 2007, o governo usou outra ferramenta para promover essas energias renováveis não convencionais, organizando leilões dedicados para contratação exclusiva dessas fontes¹¹¹. Da mesma forma, o governo organizou leilões específicos para a promoção da usina hidrelétrica do rio Madeira e declarou a UHE Jirau como projeto prioritário de interesse nacional.

Além das políticas apresentadas, o incentivo mais importante para a expansão limpa da matriz de geração de eletricidade brasileira está sendo oferecido pelo BNDES (Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social). Tradicionalmente, o banco de desenvolvimento estatal brasileiro e, portanto, o principal instrumento do governo para políticas de desenvolvimento econômico, é a principal fonte de financiamento de infraestrutura de terceiros e de importância especial para projetos intensivos em capital desenvolvidos pelo setor elétrico. Iniciando no final de 2007, o BNDES desenvolveu uma política geral para incentivar a energia hidrelétrica e outras fontes de eletricidade com baixa emissão de GEE,

¹¹¹ No primeiro Leilão de Energia Renovável Não Convencional dedicado de junho de 2007, 542 MW de capacidade de geração de biomassa e 97 MW de capacidade de geração de pequena hidrelétrica foram contratados e, logo depois do leilão de Jirau, em agosto de 2008, 2.379 MW de capacidade de geração de biomassa foram contratados em um leilão de reserva exclusivo.

fornecendo condições mais atraentes de financiamento em comparação com as tecnologias intensivas em GEE como centrais termelétricas alimentadas com carvão e óleo combustível.

No contexto apresentado, a atividade do projeto da UHE Jirau se beneficia do financiamento preferencial do BNDES e as respectivas políticas e incentivos serão analisados em mais detalhes no Sub-passo 2b para assegurar seu tratamento adequado na linha de base e na discussão da adicionalidade do projeto.

Concluindo, a atividade do projeto está em total conformidade com as leis aplicáveis do Brasil e com as normas do setor elétrico.

Os cenários alternativos também não têm nenhuma restrição e estão em total conformidade com as leis brasileiras e com as normas e regulamentos mencionados.

Passo 2. Análise de investimentos

A “Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade” (versão 06.0.0), (doravante denominada “Ferramenta de adicionalidade”) afirma que os participantes do projeto podem optar por aplicar o Passo 2 (Análise de investimentos) ou o Passo 3 (Análise de barreiras) para demonstrar a adicionalidade da atividade do projeto. De acordo com isso, a análise de investimentos determinará se a atividade do projeto proposta *não é*:

- 1) *A mais atraente econômica ou financeiramente; ou*
- 2) *Econômica ou financeiramente viável, sem a receita da venda das reduções certificadas de emissões (RCEs).*

Para realizar a análise de investimentos, os participantes do projeto usaram os seguintes passos em consideração das “Diretrizes para a avaliação da análise de investimentos” (Versão 05)¹¹², (doravante denominada “Diretrizes para análise de investimentos”):

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

De acordo com a Ferramenta de adicionalidade, três opções podem ser aplicadas para realizar a análise de investimentos. Entre essas opções, estão a análise de custo simples (Opção I), a análise comparativa de investimentos (Opção II) e a análise de benchmark (Opção III). Como este projeto irá gerar outros benefícios financeiros/econômicos além da renda relacionada ao MDL, através da venda da eletricidade gerada, a Opção I (Análise de custo simples) não se aplica.

Tanto a Opção II como a Opção III são aplicáveis ao Projeto UHE Jirau. No entanto, os participantes do projeto decidiram aplicar a Opção III – análise de benchmark, pois é totalmente adequada para avaliar a atratividade financeira da atividade do projeto.

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

De acordo com a Ferramenta de adicionalidade, as taxas de desconto (benchmarks) usadas na análise de investimentos da atividade do projeto podem ser derivadas, entre outras opções, de: “*Taxas de títulos do governo, mais um prêmio de risco adequado para refletir o investimento privado e/ou o tipo de projeto, conforme comprovado por um especialista (financeiro) independente ou documentado por dados financeiros oficiais disponíveis para o público*”.

Com base nessa provisão, os Desenvolvedores do Projeto definiram um benchmark específico do projeto usando o Modelo de Precificação de Ativos de Capital (CAPM) e parâmetros oficiais e disponíveis ao

¹¹² Disponível em: http://cdm.unfccc.int/Reference/Guidclarif/reg/reg_guid03.pdf, último acesso em 28 de agosto de 2012.

público que são padrão no mercado, além de levarem em consideração as disposições específicas das “Diretrizes para a avaliação da análise de investimentos”. De acordo com a Orientação 15, “*Se o benchmark se basear em parâmetros que são padrão no mercado, o custo do capital próprio deve ser determinado pela: (a) seleção dos valores fornecidos no Apêndice A; ou pelo (b) cálculo do custo do capital próprio usando as melhores práticas financeiras, com base nas fontes de dados que podem se claramente validadas pela EOD, justificando todos os fatores subjacentes.*”

Com base nesta regra, o “*Benchmark Predefinido*” de acordo com a opção (a) e um “*Benchmark Específico do Projeto*”, bem como um “*Benchmark Standard nas Condições da Linha de Base*”, de acordo com a opção (b), estão sendo usados como critérios complementares para a discussão da adicionalidade da atividade do projeto. Além disso, é oferecida uma breve comparação com outras referências de terceiros e com a literatura aplicável para demonstrar a exatidão e a validade do benchmark específico do projeto como calculado.

Com base na disposição (b) da orientação 15 como mencionado, foi desenvolvido um modelo CAPM para o cálculo do capital próprio específico do projeto baseado na consideração da condição de financiamento por terceiros específica da UHE Jirau e em um beta do setor. Portanto, o modelo reflete o retorno exigido pelos mercados financeiros para compensar os riscos sistêmicos dos investimentos no setor de energia brasileiro, assim como o impacto da alavancagem financeira específica do projeto da perspectiva da data de início do projeto. A necessidade de contemplar o impacto específico do financiamento por terceiros junto ao BNDES é facilmente abordada pelo uso do CAPM, no qual o cálculo do beta alavancado permite captar o impacto do financiamento por terceiros sobre a exposição do investidor de capital próprio ao risco sistêmico do mercado.

A tabela abaixo fornece uma visão geral do cálculo e das referências específicas que foram usadas.

Variável	Valor	Parâmetro / Fórmula / Comentário	Referência
Rfr - Taxa livre de risco (em termos reais)	3,02%	Calculada por Ruben C. Trevino e Barbara M. Yates em termos reais com base nos dados de 1954 -2007. Essa variável e referência também foi usada pelo Painel de Metodologias do MDL em sua Nota Informativa “ <i>Default values for equity return for CDM projects [Valores padrão para retorno do capital próprio para projetos de MDL]</i> ”.	[1] [2]
ERP - Prêmio de risco do capital próprio	6,42%	Prêmio de risco do capital próprio calculado e publicado por Damadoran para 1928-2007. Essa referência também foi usada pelo Painel de Metodologias do MDL em sua Nota Informativa “ <i>Default values for equity return for CDM projects [Valores padrão para retorno do capital próprio para projetos de MDL]</i> ”.	[2] [3]
Rc - Estimativa do prêmio pelo risco país	2,68%	EMBI+Brasil, média calculada de janeiro de 2005 a junho de 2008, calculada com base nos dados de JP Morgan.	[4]
β - Beta do setor desalavancado	0,63	Beta Desalavancado para Utilizadas Elétricas, representando a média do país EUA como calculado e publicado por Damadoran em janeiro de 2008.	[5]
Wd - Dívida alvo / Capital total	70,00%	Alavancagem esperada Específica do Projeto do BNDES, com base no limite sobre Índice de Cobertura da Dívida e como projetada no REV.	[6]

		Isso também foi comunicado pelo PP na Data de Início do Projeto ¹¹³ .	
We - Capital próprio alvo / Capital total	30,00%	Patrimônio líquido necessário para financiar o saldo do projeto após o financiamento da dívida do BNDES.	Calculado
t - Alíquota do imposto marginal	34,00%	Imposto de Renda Pessoa Jurídica - IRPJ - Brasil em, antes e depois de 2008, Fonte: KPMG, publicado por Damadoran.	[7]
β - Beta do setor ajustado para alavancagem	1,61	$\beta L = \beta U * [1 + (1 - t) * (D/E)]$	Calculado
Ke - Custo do capital próprio – US\$ termos reais	16,05%	$Ke = Rf + \beta * ERP + Rc$	Calculado
[1]	Ruben C. Trevino, Ph.D., e Barbara M. Yates, Ph.D., Treasury Bills and Inflation, Journal of Financial Planning, disponível em: http://www.fpanet.org/journal/CurrentIssue/TableofContents/TreasuryBillsandInflation/ .		
[2]	Quinquagésimo relatório de reunião do Painel de Metodologias do MDL, Anexo 8, disponível em http://cdm.unfccc.int/Panels/meth/meeting/11/050/mp50_an08.pdf .		
[3]	Website de Damadoran: Dados históricos sobre Ações, Títulos e Notas – EUA, dados de 1928-2007. As referências detalhadas estão disponíveis na Planilha da Análise de Investimentos.		
[4]	Média dos dados históricos de Dados de Mercado GP Morgan da EMBI+ Brasil, calculada de 01 de janeiro de 2005 a 31 de maio de 2008, período compatível com o cálculo da taxa de Juros Básicos Brasileira, TJLP, como discutido no Sub-passo 2c/Seção 2. As referências detalhadas estão disponíveis na Planilha da Análise de Investimentos.		
[5]	Website de Damadoran: Betas by Sector, dados de janeiro de 2008, linha “Utilities”. As referências detalhadas estão disponíveis na Planilha da Análise de Investimentos.		
[6]	Relatório do Estudo de Viabilidade do Projeto UHE Jirau como enviado ao BNDES em 24 de junho de 2008.		
[7]	Website de Damadoran: Imposto de Renda Pessoa Jurídica - IRPJ - Por país, dados para o Brasil de abril de 2008, disponível em: http://people.stern.nyu.edu/adamodar/New_Home_Page/datafile/countrytaxrate.htm .		

Tabela 9. CAPM e referências para cálculo do custo do capital próprio para investimentos em energia brasileira em 2008

O resultado de 16,05% (termos reais/após os impostos) é um Benchmark Específico do Projeto, obtido com base no CAPM para cálculo do retorno sobre o capital próprio para o setor de geração de energia brasileiro como calculado para a Data de Início do Projeto, é específico para a atividade do projeto, pois leva em consideração as suposições específicas para financiamento de terceiros oferecido pelo BNDES. Portanto, não está ligado à expectativa de lucratividade ou ao perfil de risco específicos do investidor, mas representa um critério geral e com base no mercado para julgar a atratividade financeira da atividade do projeto específica em questão. Por outro lado, o cálculo leva em consideração a política específica do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social para a promoção das energias renováveis. De fato, as tecnologias de geração de energia intensiva em GEE são somente financiadas até um máximo de 50% das despesas de capital totais, como será detalhado no Sub-passo 2c/Seção 2. Essa alavancagem de 50%, portanto, pode ser presumida como condição da linha de base, que também está em conformidade com o parágrafo 18 das Diretrizes para Investimentos que define que uma estrutura financeira de 50% de dívida e 50% de capital próprio pode ser presumida com valor padrão. Se isso for levado em consideração para calcular o Benchmark Padrão nas Condições da Linha de Base, o Custo do Capital Próprio tem de ser recalculado da seguinte maneira: O beta ajustado para uma estrutura financeira de 50% de dívida e 50% de capital próprio é calculado como 1,05 e conseqüentemente o Custo do Capital Próprio (Ke) é reduzido para 12,46%. Os detalhes para o cálculo do benchmark específico do projeto e o benchmark nas Condições da Linha de Base estão disponíveis na Planilha de Análise de Investimentos. Uma visão geral dos valores obtidos é mostrada na seguinte Tabela:

¹¹³ Mesma referência da introduzida anteriormente na nota de rodapé 83, página 24.

Perspectiva para cálculo do Custo do Capital Próprio	Ke (termos reais)
Custo do Capital Próprio Específico do Projeto sob consideração da alavancagem aumentada, como oferecido pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (financeiro de 70% de dívida e 30% de capital próprio)	16,05%
Custo do Capital Próprio nas Condições da Linha de Base com alavancagem financeira padrão (financeiro de 50% de dívida e 50% de capital próprio)	12,46%

Tabela 10: Custo do Capital Próprio (Ke) de acordo com as hipóteses específicas do projeto e padrão para a alavancagem financeira.

Para comprovar a validade do Benchmark Específico do Projeto na atividade do projeto da UHE Jirau também é interessante citar o valor mencionado pelo estudo “*Licenciamento Ambiental de Empreendimentos Hidrelétricos no Brasil: Uma Contribuição para o Debate*”¹¹⁴, que foi publicado pelo Banco Mundial em 28 de março de 2008 para avaliar o ambiente regulatório e as barreiras para a implementação de empreendimentos hidrelétricos no Brasil. O estudo foi desenvolvido em cooperação com as autoridades governamentais brasileiras pertinentes como o Ministério de Minas e Energia e a Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Além de fornecer uma discussão detalhada dos riscos e custos regulatórios relacionados às normas e ao licenciamento de hidrelétricas, o estudo oferece uma estimativa pertinente da taxa de retorno adequada conforme necessário para compensar os riscos identificados para este tipo de projeto. De acordo com as principais conclusões apresentadas no Capítulo IV, parágrafo 25:

“A combinação de incertezas regulatórias originadas pelo marco legal ambiental e, em menor grau, pelo marco legal energético, representa um risco para potenciais investidores. Os investidores têm que, necessariamente, precificar esse risco e repassar um custo mais alto ao consumidor. O órgão regulador do setor (ANEEL) indica que investidores somente terão incentivo para empregar recursos na geração de eletricidade se as taxas de retorno forem aproximadamente 15%”¹¹⁵.

Devido à natureza específica do relatório, essa taxa é específica de investimentos em grandes hidrelétricas no Brasil e sua data de publicação é totalmente compatível com a Data de Início do Projeto UHE Jirau. Além disso, a taxa não está ligada à expectativa subjetiva de lucratividade ou ao apetite por risco de um determinado desenvolvedor de projeto. Considerando o objetivo específico do estudo, assim como o prestígio e a experiência do Banco Mundial e a referência à ANEEL, que é a principal agência reguladora do setor elétrico brasileiro, o artigo atende aos critérios de ser fundamentado por um especialista (financeiro) independente e, portanto, oferece um comparador relevante para o resultado do modelo CAPM como desenvolvido pelos participantes do projeto.

Em complemento ao Benchmark Específico do Projeto, bem como o Benchmark Padrão nas Condições da Linha de Base, como calculado acima, a Orientação 15 mencionada acima também oferece o uso de um valor padrão de 11,75% como retorno do capital próprio como adotado pelo Conselho Executivo do MDL com base na Nota Informativa¹¹⁶ enviada pelo Painel de Metodologias do MDL¹¹⁷ e como definido

¹¹⁴ Disponível em português em: http://www-wds.worldbank.org/external/default/WDSContentServer/WDSP/IB/2009/01/07/000333037_20090107233249/Rendered/PDF/409950v10PORTU1rio1SINTESE01PUBLICI.pdf. Último acesso em 28 de agosto de 2012.

¹¹⁵ Uma declaração do Banco Mundial confirmando que essa taxa é dada em termos reais foi fornecida à EOD.

¹¹⁶ De acordo com o parágrafo 28 do relatório de reunião do EB 62, “O Conselho concordou com as “Diretrizes para a avaliação da análise de investimentos” revisadas, conforme contido no anexo 5 deste relatório. O Conselho também observou que o Painel de Metodologias preparou uma nota informativa que expõe as justificativas dos valores padrão para o custo do capital próprio que estão incluídos nas diretrizes, como contido no anexo 8 do relatório da quinquagésima reunião do Painel de Metodologias.” Disponível em http://cdm.unfccc.int/EB/archives/meetings_10.html#62.

para os setores de energia brasileiros no Apêndice das “Diretrizes sobre a Avaliação de Análise de Investimentos” (versão 05.0).

Como é possível esperar para um benchmark predefinido genérico, ele foi estabelecido com base nas hipóteses e premissas gerais e parcialmente globais que não se aplicam necessariamente ao contexto brasileiro da atividade do projeto específica em questão. Na realidade, ao analisar as premissas que foram feitas pelo Painel de Metodologias para definir esse valor padrão, existem duas razões fundamentais que exigem uma abordagem mais específica para a atividade do projeto da UHE Jirau:

i) **Na página 9 a Nota Informativa explica:**

“Estudos mostram que os retornos sobre o capital próprio no setor de serviços públicos são historicamente menores que no setor industrial, pois são regulados e garantidos pelo órgão regulador. Historicamente no setor de serviços públicos não existe competição e é um monopólio natural. Somente nos países desenvolvidos, nos últimos anos, pela liberalização da produção e comercialização da energia ele se tornou mais competitivo. No entanto, na maioria dos países desenvolvidos, o setor de serviços públicos ainda é tratado como monopólio com um retorno garantido. Por essas razões, os retornos dos serviços públicos são menores que os retornos da indústria.”

Na realidade, isso não se aplica ao negócio de geração de energia no ambiente de contratação livre brasileiro, no qual os agentes têm que competir em um ambiente de contratação livre e no qual não existem retornos mínimos concedidos pelo estado ou regulador. Ao contrário, excessos de custos ou atrasos são arcados pelo gerador e as vendas de energia no ambiente de contratação regulada ou livre têm que ser cumpridas com base em garantias financeiras asseguradas. Por essa razão o ajuste de 1% para baixo feito pelo Painel de Metodologias não é justificado no caso de projetos de geração de energia no Brasil.

ii) **Na página 14 a Nota Informativa explica:**

“Para aplicar os novos valores padrão do capital próprio, [...] o fluxo de caixa precisa ser calculado com base em capital próprio de 100% para assegurar consistência.”

Essa situação também não se aplica à UHE Jirau, pois o projeto é financiado em até 70% pelo BNDES e, devido à exigência de capital alto, não faria sentido de uma perspectiva de capital próprio puro. Como mostrado no DCP, o financiamento do projeto é necessário para viabilizar o projeto e as baixas taxas de juros oferecidas pelo BNDES são necessárias para aumentar o retorno do capital próprio até um nível que ofereça retornos aceitáveis. Embora essa alavancagem seja claramente benéfica para a viabilidade financeira do projeto, o efeito da alavancagem sobre o risco do investidor de capital próprio e, portanto, sobre o retorno esperado, tem que ser levado em conta como referenciado pela literatura financeira padrão, como Brealey e Meyres (2003), capítulo 9, página 229¹¹⁸.

Esta avaliação mostra que o Benchmark Específico do Projeto, como calculado pelos Participantes do Projeto, é especificamente mais aplicável do que o benchmark predefinido oferecido pela Diretriz da Análise de Investimentos. Por outro lado, o Benchmark Padrão nas Condições da Linha de Base, como calculado pela estrutura financeira padrão de dívida/capital próprio, que aplica as tecnologias de geração intensiva de GEE, é calculado como 12,46% e representa um critério adequado para avaliar a adicionalidade da atividade do projeto nas condições da linha de base. Além disso, este valor está amplamente de acordo com o Benchmark Predefinido definido pelas Diretrizes da Análise de Investimentos.

¹¹⁷ A Nota informativa está disponível em http://cdm.unfccc.int/Panels/meth/meeting/11/050/mp50_an08.pdf.

¹¹⁸ BREALEY, R., MYERS, S. “Principles of corporate finance [Princípios de Finanças Corporativas]”. McGraw-Hill, 2003.

Com base nestas considerações, usaremos o Benchmark Padrão nas Condições da Linha de Base como critério geral para a adicionalidade da atividade do projeto e o Benchmark Predefinido como comparador conservador, para demonstrar que mesmo quando considerando este benchmark mais baixo para o retorno sobre o capital próprio, a atividade do projeto requer que as receitas do MDL sejam viáveis financeiramente.

Concluindo, o Benchmark Específico do Projeto foi obtido do CAPM e definido com base em variáveis que são padrão no mercado, levando ao mesmo tempo em consideração as circunstâncias específicas e as condições de financiamento do projeto. Além disso, o benchmark é comparável à referência abalizada citada acima, que foi desenvolvida e publicada pelo Banco Mundial em cooperação com entidades governamentais brasileiras e que abordam especificamente o risco e o custo financeiro de investimentos em hidrelétricas no contexto do ambiente regulatório brasileiro. Este Benchmark Específico do Projeto será usado para comparar a TIR da atividade do projeto sob total consideração das receitas da RCE e todos os incentivos de investimentos específico do projeto oferecidos para a atividade do projeto.

Se as condições de financiamento padrão de 50% de dívida e 50% de capital próprio, como aplicáveis para as centrais elétricas intensivas em GEE, forem presumidas, o que também está de acordo com os valores padrão definidos na Orientação 18 das Diretrizes da Análise para Investimentos, o Custo do Capital Próprio nas Condições da Linha de Base pode ser calculado como 12,46%. Este Benchmark Padrão nas Condições da Linha de Base será usado para nossa discussão geral de adicionalidade.

Além disso, o Benchmark Predefinido, conforme oferecido como benchmark alternativo pelas Diretrizes da Análise de Investimentos, está sendo usado para comparação, embora considerando que as hipóteses subjacentes não são totalmente aplicáveis para a atividade do projeto em questão.

Compatibilidade do benchmark com o indicador financeiro calculado

Como a Taxa Interna de Retorno (TIR) do capital próprio em termos reais será usada como benchmark para a discussão de adicionalidade, o retorno financeiro do projeto será calculado de acordo com isso, em conformidade com os critérios e disposições definidos pela “Ferramenta de adicionalidade”.

Sub-passo 2c: Cálculo e comparação dos indicadores financeiros (aplica-se somente às opções II e III)

De acordo com a Ferramenta de adicionalidade, os participantes do projeto devem:

- “Calcular o indicador financeiro adequado para a atividade de projeto do MDL proposta.”
- “Incluir todos os custos pertinentes (incluindo, por exemplo, o custo de investimento, os custos de operação e manutenção) e as receitas (excluindo as receitas da RCE, mas incluindo possivelmente, entre outros, subsídios/incentivos fiscais, AOD etc., onde aplicável).”

Para orientação adicional sobre o tratamento de subsídios/ incentivos fiscais a Ferramenta de adicionalidade instrui:

- “Veja a orientação do CE sobre a consideração das políticas e medidas setoriais nacionais/locais/setoriais para a configuração da linha de base.”

Seguindo as exigências da Ferramenta de Adicionalidade, as seções a seguir são apresentadas: A Seção 1 descreve as justificativas da análise de investimentos de forma transparente, fornecendo todas as variáveis relevantes e as respectivas hipóteses e parâmetros técnico-econômicos críticos; a Seção 2 discute os subsídios/incentivos fiscais aplicáveis de acordo com a orientação do CE sobre a consideração das políticas nacionais/locais/setoriais; a Seção 3 discute e define os respectivos ajustes no modelo financeiro e a Seção 4 apresenta os resultados da análise de investimentos.

As variáveis e referências apresentadas são usadas na Planilha de Análise de Investimentos da UHE Jirau para calcular a TIR do capital próprio, que é o indicador financeiro escolhido para a discussão da adicionalidade.

Seção 1) Hipótese e parâmetros da análise de investimentos:

Mesmo antes de a ESBR receber o direito efetivo de concessão da exploração do potencial hidráulico de Jirau em 22 de julho de 2008, os participantes do projeto desenvolveram um resumo completo do investimento (doravante denominado Relatório do Estudo de Viabilidade do Projeto UHE Jirau ou simplesmente REV do Projeto UHE Jirau). Esse relatório foi enviado ao BNDES em 24 de junho de 2008 como base para a negociação dos termos de financiamento de terceiros para a atividade do projeto. O relatório descreve o contexto do investimento do Projeto assim como todas as variáveis e hipóteses pertinentes como: i) receitas projetadas das vendas de eletricidade no ambiente de contratação livre e regulado; ii) despesas de capital projetadas (CapEx); iii) despesas operacionais projetadas (OpEx); iv) encargos aplicáveis do setor; v) impostos aplicáveis, incluindo os incentivos governamentais pertinentes para investimentos na região Norte do Brasil; assim como as receitas projetadas da geração e vendas de RCEs com base em um preço mínimo. Para ter uma base adequada para a análise de investimentos, e alinhada com as exigências e práticas operacionais do BNDES, todos os valores monetários são definidos em termos reais de 30 de abril de 2008, embora as referências e hipóteses fossem definidas entre maio e 24 de junho de 2008, ou seja, antes da Data de Início do Projeto. Em comparação com a concepção do projeto de 44 turbinas e capacidade instalada de 3.300 MW como proposto pelo governo, o REV da UHE Jirau já considerou a possível instalação de 46 turbinas e, portanto, uma capacidade instalada aumentada de 3.450 MW com uma Energia Assegurada estimada de 2.014,9 MW. Essa configuração é aqui denominada “Caso Base” do Projeto UHE Jirau, pois as melhorias subjacentes do projeto propostas pela ESBR já eram consideradas na Data de Início do Projeto. Além disso, o REV do Projeto UHE Jirau descreve claramente todas as otimizações pertinentes do projeto (ou seja: mudança do eixo da barragem para a Ilha do Padre) e os benefícios econômicos resultantes, incluindo a antecipação projetada do cronograma de comissionamento e, portanto, receitas incrementais das vendas de eletricidade ao ambiente de contratação livre. Concluindo, o REV da UHE Jirau é uma referência exata e confiável do “Caso Base”, ou seja, a visão otimista que o investidor tinha na Data de Início do Projeto e que foi comunicada ao BNDES como base para a negociação do contrato de financiamento do projeto que foi finalmente aprovado 7 meses mais tarde, em 18 de fevereiro de 2009¹¹⁹.

Uma cópia oficialmente assinada do Relatório do Estudo de Viabilidade do Projeto UHE Jirau foi fornecida à Entidade Operacional Designada para permitir a validação das hipóteses de investimento originais. Com base nesse documento, todas as características e hipóteses de investimento serão explicados e referenciados na Seção 1a a seguir: Hipóteses de investimento para o Caso Base.

Mais tarde, durante a construção da UHE Jirau, a ESBR identificou oportunidades adicionais para adições de capacidade, e iniciou a revisão da concepção e engenharia do projeto e de sua aprovação regulatória para buscar a implementação de 6 turbinas adicionais, em vez de somente 2, ou seja, aumentar a capacidade instalada para um total de 3.750 MW, com base em 50 turbinas, cada uma de 75 MW. Essa configuração é denominada “Projeto otimizado”. Como essas oportunidades de otimização não eram conhecidas na Data de Início do Projeto, elas não teriam ocorrido se os participantes do projeto não tivesse decidido desenvolver a UHE Jirau, no formato e localização que propuseram, em primeiro lugar. Consequentemente, a implementação posterior dessas otimizações dependia da própria implementação do Projeto e assim não afeta a demonstração de adicionalidade do Projeto, que deve ser realizada na Data de Início do Projeto. Entretanto, a otimização do projeto representa uma alteração na sua concepção básica e

¹¹⁹ O contrato de financiamento foi assinado somente em 29 de junho de 2009, mas a aprovação foi concedida em 19 de fevereiro de 2009. Disponível em: http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Sala_de_Imprensa/Noticias/2009/Energia/20090218_jirau.html. Último acesso em 28 de agosto de 2012.

para mostrar que essa alteração não teria afetado a adicionalidade do projeto se ela tivesse sido conhecida na Data de Início do Projeto, os participantes do projeto seguem os princípios do Anexo 67/EB 48. As diretrizes definem (parágrafo 8): “A reavaliação da adicionalidade deverá se basear em todos os dados originais de entrada, portanto – no caso da análise de investimentos – em princípio somente modificando os parâmetros chave alterados nos cálculos da planilha original.”

Além disso, é importante reconhecer que a implementação efetiva do Projeto Otimizado, ou seja, investir em 6 turbinas adicionais e nas obras civis necessárias, fez com que as receitas do MDL fossem novamente consideradas, como referenciado no início da Seção B 5 para a discussão da ação contínua para assegurar o status de MDL. Também, a implementação efetiva dependia da venda de parte da Energia Assegurada incremental no ambiente de contratação regulada em um leilão que ocorreu em 17 de agosto de 2011 e foi homologado pelo regulador em 18 de outubro de 2011 pela ANEEL¹²⁰. Outra parte da Energia Assegurada incremental ainda depende de aprovação regulatória, mas o máximo técnico já foi calculado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) governamental¹²¹. Para fins de nossa análise de adicionalidade, a Energia Assegurada adicional vendida no leilão, assim como a máxima Energia Assegurada incremental tecnicamente possível, estão sendo consideradas para projetar as receitas incrementais máximas que resultam da otimização. Por outro lado, o custo de investimento incremental do acréscimo de 6 turbinas adicionais é referenciado e usado como base para o cálculo das alterações nos parâmetros econômicos. Com base nessas variáveis, o Projeto Otimizado é apresentado como um ajuste do Caso Base que considera a configuração do Projeto Otimizado como se tivesse sido conhecida *desde o início*. Isso significa que a Energia Assegurada incremental e as receitas resultantes, assim como as despesas de capital adicionais estritamente relacionadas à otimização¹²², são incluídas na avaliação, enquanto todos os outros parâmetros são definidos no início do projeto.

Assim, a expansão será analisada no contexto da decisão de investimento original para demonstrar que o conhecimento hipotético dessa oportunidade já no início do projeto não teria alterado a conclusão da adicionalidade financeira do projeto¹²³.

Todos as características, variáveis e hipóteses de investimento aplicáveis ao Projeto Otimizado serão explicadas e referenciadas na Seção 1b a seguir: Hipóteses de investimento para o Projeto Otimizado.

Seção 1a: Hipóteses de investimento para o Caso Base

A análise do fluxo de caixa do capital próprio da UHE Jirau foi feita em termos reais e todas as referências e hipóteses subjacentes foram disponibilizadas para a Entidade Operacional Designada (EOD) para validação.

Todos os dados e valores de entrada usados na análise de investimentos eram válidos e aplicáveis no momento da Data de Início do Projeto. Os efeitos da tributação no fluxo de caixa e todos os subsídios e incentivos genéricos aplicáveis foram levados em consideração de acordo com a respectiva legislação. A seguir é apresentada uma visão geral das principais hipóteses e características da análise de investimentos alinhada com os critérios, exigências e orientações chave, conforme fornecido pelo Conselho Executivo (CE) do MDL.

¹²⁰ Comissão Especial de Licitação (CEL), Processo: 48500.000589/2011-01 em homologação do leilão 02/2011

¹²¹ Empresa de Pesquisa Energética (EPE): *Avaliação Energética das Alternativas de Motorização das usinas do rio Madeira Santo Antônio e Jirau*, Ministério de Minas e Energia, Brasil, 7 de novembro de 2011.

¹²² Outros aumentos de custo que ocorreram não foram contemplados nessa avaliação, pois não estavam relacionados à otimização, mas eram consequência de contingências que não foram previstas na Data de Início do Projeto e como tal não são relevantes para a determinação da adicionalidade do projeto na Data de Início do Projeto.

¹²³ Esse procedimento está alinhado com o Anexo 67 do EB 48, que definiu como serão tratadas as alterações na concepção do projeto de projetos registrados. Disponível em http://cdm.unfccc.int/Reference/Guidclarif/iss/iss_guid03.pdf. Último acesso em 28 de agosto de 2012.

Características gerais da análise de investimentos e cálculo do indicador financeiro:

As hipóteses gerais são referenciadas pelo REV do Projeto UHE Jirau e refletem as expectativas e a estratégia de negócios da ESBR na Data de Início do Projeto, assim como todas as melhorias identificadas e propostas pela ESBR nesse momento. Como já descrito, essas melhorias incluem: (i) a mudança proposta da usina hidrelétrica para a Ilha do Padre - que reduziu as despesas de capital totais esperadas em comparação com o conceito original – (ii) a antecipação da geração e vendas de energia, assim como (iii) a possibilidade de aumentar a capacidade instalada para um total de 3.450 MW. Todas essas otimizações preliminares foram totalmente consideradas nas despesas de capital, custo operacional e nas projeções de receita apresentadas ao BNDES antes da Data de Início do Projeto.

Alinhada com as condições da concessão, a análise do fluxo de caixa cobre 35 anos de construção e operação, após o qual o projeto e todas as instalações reverterão para o governo brasileiro, seguindo o conceito de Construir, Operar e Transferir (BOT) adotado pelo governo¹²⁴. Isso também é discutido de acordo com a vida útil operacional das turbinas bulbo, como discutido na seção A3 deste DCP¹²⁵.

O Modelo Financeiro foi desenvolvido em termos reais e na moeda brasileira real (R\$), que é a moeda local, e todos os valores descritos abaixo são dados em termos reais de 30 de abril de 2008, que é compatível com o REV.

- **Receitas das vendas de eletricidade:**

As únicas receitas do Projeto UHE Jirau, além das relacionadas à geração e vendas de Reduções Certificadas de Emissões, estão relacionadas à geração e comercialização de eletricidade. De acordo com as normas brasileiras, uma unidade geradora contratada no ambiente de contratação regulada ou livre pode vender somente Energia Assegurada, que é definida pelo *Ministério de Minas e Energia (MME)* com base em um conjunto de especificações e cálculos técnicos e hidrológicos desenvolvidos pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Como a metodologia é conhecida, os valores podem ser estimados pelos investidores, mas vendas e remuneração efetivas dessa Energia Assegurada somente são possíveis depois de aprovadas pelo MME. Para a configuração original do projeto com 44 turbinas, o MME definiu a Energia Assegurada de 1.975,3 MW médios (Energia Assegurada Original), enquanto a ESBR tinha estimado a Energia Assegurada de sua concepção do projeto melhorada com 46 turbinas localizadas na Ilha do Padre como sendo 2.014,9 MW¹²⁶ médios (Energia Assegurada do Caso Base).

De acordo com as regras aplicáveis, 70% da Energia Assegurada Original (1.328,71 MW médios) serão vendidos no *Ambiente de Contratação Regulada (ACR)* ao preço de R\$ 71,37/MWh, como definido pelo leilão. O preço é dado em termos reais de abril de 2008 e os CCVEs assinados em 10 de outubro de 2008 definem o ajuste anual pelo índice geral de inflação IPCA.

Outros 30% da Energia Assegurada Original (592,59 MW médios) podem ser vendidos através de contratos bilaterais no *Ambiente de Contratação Livre (ACL)*. O mesmo foi considerado para a possível energia adicional relacionada à antecipação do comissionamento da planta e para a capacidade incremental de duas turbinas adicionais (39,6 MW médios). Embora o Ambiente de Contratação Livre não seja tão transparente quanto o Ambiente de Contratação Regulada e embora os contratos tenham duração mais curta, os preços do mercado futuro foram projetados

¹²⁴ Isso está alinhado com o Artigo 8º § 9º da lei 10.848 de 15 de março de 2004, que define que as concessões de geração de energia elétrica nova, contratadas a partir da Medida Provisória nº 144, de 11 de dezembro de 2003, terão o prazo necessário à amortização dos investimentos, limitado a 35 (trinta e cinco) anos.

¹²⁵ Para obter detalhes, consulte a nota de rodapé 34, página 13

¹²⁶ Como o REV foi enviado ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social para solicitar financiamento do projeto, esse documento também está em conformidade com as “*Diretrizes para a elaboração de relatórios e validação dos fatores de carga da planta*”(Versão 01). Isso é relevante para a Energia Assegurada, pois ele, no contexto das normas brasileiras, implica o fator de capacidade da planta.

com base na situação de oferta e demanda conforme observado no momento da Data de Início do Projeto. Como referenciado pelo REV do Projeto UHE Jirau fornecido ao BNDES em 24 de junho de 2008, foi considerado o preço médio de R\$ 134 por MWh para as vendas de energia no Ambiente de Contratação Livre.

Além da Energia Assegurada vendida no ACL e no ACR, a ESBR estima que seja obtida receita adicional da venda de Energia Secundária no mercado spot de eletricidade. A Energia Secundária não é uma venda direta do projeto, é uma compensação *pro rata* para o saldo de geração de eletricidade no contexto do *Mercado de Realocação de Energia* (MRE) no qual as hidrelétricas trocam e diversificam seus riscos hidrológicos de acordo com sua Energia Assegurada. Quando todo o MRE apresenta excedente de eletricidade, a receita resultante de suas vendas no mercado spot é distribuída entre os participantes do MRE de acordo com a parcela de Energia Assegurada de cada um. Caso contrário, se o MRE estiver gerando menos do que sua Capacidade Assegurada agregada, ele comprará a eletricidade que falta no mercado spot e repassará os respectivos custos igualmente para os participantes¹²⁷.

Nesse contexto, foi projetado que a energia secundária média em quantidades médias de longo prazo equivale a aproximadamente 1,5% da Energia Assegurada do projeto e que a média do preço spot é R\$ 90/MWh.

A quantidade e o preço da Energia Secundária são referenciados pelo REV do Projeto UHE Jirau, fornecido ao BNDES em 24 de junho de 2008.

- **Despesas de capital:**

A despesa de capital total projetada (investimento total) para o Caso Base, já incluindo 46 turbinas (3.450 MW), baseou-se em um contrato preliminar para obras civis¹²⁸, que responde por 38% da projeção do CapEx total, assim como nas negociações preliminares e nas estimativas para equipamentos eletromecânicos e outros bens e serviços. As estimativas representam a hipótese do investidor para a decisão de investimento como referenciado pela divulgação da ESBR da Data de Início do Projeto¹²⁹ e como foi apresentado ao BNDES para solicitar financiamento como referenciado pelo REV do Projeto UHE Jirau. O valor estimado total nesse momento era R\$ 9.000¹³⁰. As despesas de CapEx são distribuídas ao longo de um período de construção de 6 anos, iniciando em 2008, mesmo que a geração com as primeiras turbinas esteja projetada para iniciar em 2012, o quinto ano de construção.

A depreciação do capital total imobilizado para propósitos fiscais foi estimada com base na lei 11.196/2005 de 11 de novembro de 2005¹³¹, que oferece a possibilidade de depreciação acelerada para fins fiscais como um incentivo geral de investimento e, portanto, não fornece nenhuma vantagem comparativa para tecnologias de redução de GEE ou para o projeto. De acordo com este incentivo fiscal, a hipótese do PP para a depreciação acelerada para fins fiscais é de 25 anos,

¹²⁷ É importante entender que o excesso de geração do MRE por causa de condições hidrológicas favoráveis significa preços spot de eletricidade baixos e, portanto, receitas baixas, enquanto a falta de eletricidade no MRE normalmente significa preços spot altos e, portanto, custos adicionais altos.

¹²⁸ O contrato para obras civis foi assinado em 8 maio de 2008 pela Suez Energy Latin America e mais tarde transferido para a ESBR. De qualquer forma, o contrato entrou em vigor somente em 14 de novembro de 2008 quando o IBAMA emitiu a licença de instalação provisória. Antes dessa data, de acordo com a cláusula 29.1, o contrato não implicava nenhuma obrigação ou custo, mas permitia ter uma estimativa de custo sólida das obras civis, que é o item mais importante e difícil de estimar na estimativa do CapEx total.

¹²⁹ *Mesma referência da introduzida anteriormente na nota de rodapé 83, página 13.*

¹³⁰ O CapEx efetivo (em termos reais de novembro de 2008) como referenciado pelo contrato de financiamento final é de R\$ 10,473 bilhões (*mesma referência da introduzida anteriormente na nota de rodapé 119, página 42*).

¹³¹ Disponível em http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2005/lei/111196.htm, último acesso em 9 de março de 2012.

enquanto que o valor contábil está sendo depreciado durante a vida útil operacional econômica de 30 anos.

- **Custo de operação e manutenção:**

Os custos de operação e manutenção, seguros, despesas administrativas gerais e manutenção dos programas socioambientais foram projetados de acordo com as melhores práticas do setor e são referenciados pelo REV do Projeto UHE Jirau.

- **Tarifas de Transmissão:**

A Tarifa de Transmissão (*Taxa de utilização do sistema de transmissão - TUST*) foi definida pelo regulador inicial no Aviso de Leilão nos termos de R\$/MWh despachado para o SIN. Os valores são especificados para o primeiro ano e constantes desde 2016.

- **Encargos setoriais:**

Para usinas hidrelétricas, como a Atividade do Projeto, uma série de encargos setoriais se aplica e foi definida de acordo com as normas aplicáveis. Os encargos aplicáveis são as Tarifas de Fiscalização; os Royalties para uso dos recursos hídricos; Tarifas de Concessão e contribuições para Pesquisa e Desenvolvimento. Onde aplicável, os encargos setoriais foram corrigidos de acordo com a inflação, usando o respectivo indicador econômico para refletir os termos reais, desde 30 de abril de 2008.

- **Impostos (nacionais, estaduais e municipais) e contribuições específicas do setor:**

Todas as leis aplicáveis foram definidas e tratadas de acordo com a legislação aplicável na Data de Início do Projeto e o efeito da depreciação acelerada foi adequadamente levado em conta. As normas que permitem a depreciação acelerada assim como os subsídios tributários concedidos a investimentos na região amazônica, que são dados independentemente da intensidade de GEE de um projeto ou da tecnologia usada, foram totalmente considerados no fluxo de caixa.

A tabela abaixo resume todos os principais parâmetros usados no fluxo de caixa, de acordo com seu valor em termos reais desde abril de 2008. Todos os valores apresentados e referenciados são usados na Planilha de Análise de Investimentos.

i. Receitas das vendas de eletricidade ¹³²			
Item	Descrição	Unidade	Valores
Energia Assegurada vendida ao Ambiente de Contratação Regulada (ACR1)¹³³	A Energia Assegurada disponível para o ambiente de contratação regulada é definida pelo contrato de concessão oferecido como sendo 1.382,71 MW médios após o comissionamento total da planta. A multiplicação pelo número de horas anuais (8760) resulta em MWh de eletricidade assegurada vendida ao ACL por ano. Para refletir o comissionamento gradual das turbinas, o regulador definiu um perfil específico da Energia Assegurada incremental que é referenciado pelo REV e na Planilha de Análise de Investimentos da UHE Jirau.	MWh/ano	12.112.540

¹³² Alinhadas com a determinação da Ferramenta de Adicionalidade não incluem as receitas da geração e vendas das RCEs. Nenhuma outra receita se aplica.

¹³³ O ACR 1 faz referência às condições aplicáveis ao ambiente de contratação regulada na homologação do primeiro leilão de energia para o Projeto UHE Jirau que ocorreu em 22 de julho de 2012 (*mesma referência da introduzida anteriormente na nota de rodapé 1, página 2*).



Preço da eletricidade no ambiente de contratação regulada (ACRI)¹³³	Definido pelo leilão que ocorreu em 19 de março de 2008 e foi aprovado em 22 de julho de 2008. Os respectivos CCVEs foram assinados em 10 de outubro de 2008.	R\$/MWh	71,37
Energia Assegurada disponível para vendas ao ambiente de contratação livre (ACL)	A Energia Assegurada disponível para o ambiente de contratação livre é de 592,59 MW médios. A multiplicação pelo número de horas anuais (8760) resulta em MWh de eletricidade assegurada vendida ao ACL por ano.	MWh/ano	5.191.088
Energia Assegurada adicional projetada para vendas ao ambiente de contratação livre (ACL)	Com base no possível acréscimo de 2 turbinas adicionais, os participantes do projeto projetaram que uma Energia Assegurada adicional de 39,60 MW médios estaria disponível para vendas ao ambiente de contratação livre. A multiplicação pelo número de horas anuais (8760) resulta em MWh de eletricidade assegurada adicional vendida ao ACL por ano. Além disso, a Energia Assegurada Adicional da antecipação projetada do comissionamento da planta, como projetado pelo REV, foi determinada na análise de investimentos comparando a linha de tempo da implementação da ESBR com a linha de tempo oficial como definida pelo regulador.	MWh/ano	346.896
Preço da eletricidade no ambiente de contratação livre (ACL)	Estimado com base na avaliação do balanço da oferta e demanda no longo prazo assim como nos dados de mercado aplicáveis e referenciado pelo REV do Projeto UHE Jirau.	R\$/MWh	134,00
Energia secundária	Estimada com base nos dados históricos e referenciada pelo REV do Projeto UHE Jirau. O preço da energia secundária é o do mercado spot.	% de Energia Assegurada	1,5%
Preço no mercado spot de eletricidade	Estimado como sendo a média de longo prazo e referenciado pelo REV do Projeto UHE Jirau.	R\$/MWh	90
Compensação para as perdas de Transmissão do Sistema	Para compensar as perdas de transmissão no Sistema Interligado Nacional (SIN) a CCEE define um desconto específico que se aplica a todas as fontes de geração interligadas ao SIN. Este valor é estimado com base nos valores médios históricos, conforme publicado pela CCEE e referenciado pelo REV	% de Energia Assegurada	2,5%
ii. Despesas de capital			
Item	Descrição	Unidade	Valores

Investimento (CapEx)	Projeção inicial para o Caso Base ¹³⁴ conforme divulgado ¹³⁵ e aplicável para a Data de Início do Projeto e referenciado pelo REV do Projeto UHE Jirau. A estimativa do perfil de despesas considerou o início da construção em setembro de 2008 e a conclusão em 2013.	R\$ bilhões	9.000
iii. Custos operacionais			
Item	Descrição	Unidade	Valores
Custos variáveis de O&M	Os custos variáveis de operação e manutenção foram estimados com base na experiência do investidor no setor, como referenciado pelo REV do Projeto UHE Jirau.	R\$/MWh	2,05
SG&A	Os custos de seguros, custos administrativos gerais e de manutenção dos programas socioambientais são referenciados pelo REV do Projeto UHE Jirau.	MBRL/ano	27,44
iv. Tarifa de transmissão			
Item	Descrição	Unidade	Valores
TUST	As tarifas de transmissão para o projeto da UHE Jirau foram definidas pelo Aviso de Leilão ¹³⁶ em termos financeiros de junho de 2007 e foram ajustadas pela taxa de inflação aplicável IGPM, para refletir os valores de 30 de abril de 2008.	R\$/ MWh x ano	2012 – 14,582 2013 – 14,122 2014 – 13,201 2015 – 12,281 A partir de 2016 – 11,821
v. Encargos setoriais			
Item	Descrição	Unidade	Valores ¹³⁷
TFSEE	Tarifa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica de acordo com a Lei n° 9427/1996 ¹³⁸ é definida como sendo R\$ 316,48/kW ¹³⁹ para 0,5% da capacidade instalada do projeto.	MBRL/ano	Calculado
Royalties	Os royalties do uso de recursos hidrelétricos são definidos como sendo R\$ 62,55/MWh ¹⁴⁰ em 6,75% da Energia Assegurada de um projeto de energia hidrelétrica	MBRL/ano	Calculado

¹³⁴ Incluindo 46 turbinas (equivalentes a 3.450 MW), a antecipação da linha de tempo de geração oficial e a construção da barragem na Ilha do Padre (Fonte: REV do Projeto UHE Jirau conforme enviado ao BNDES em 24 de junho de 2008).

¹³⁵ Mesma referência da introduzida anteriormente na nota de rodapé 83, página 24.

¹³⁶ Como referenciado pelo Anexo XII do Aviso de Leilão de Jirau: Séries para a definição da Tarifa de Transmissão para o projeto da UHE Jirau nos termos de junho de 2007. Para tornar os valores compatíveis com o modelo financeiro desenvolvido nos termos reais de 30 de abril de 2008, foram ajustados com o Índice Geral de Preços do Mercado (IGPM), que era de 9,01% no período de 1 de junho de 2007 a 30 de abril de 2008, como referenciado pelo Calculador de Inflação “Cálculo Exato”.

¹³⁷ Onde aplicável, os valores que são definidos nos termos de 31 de dezembro de 2007 foram ajustados para refletir os termos reais de 30 de abril de 2008, usando a variação de 4,18%, como aplicável para o Índice Geral de Preços do Mercado (IGPM) no período. O indicador de inflação foi obtido do banco de dados “Cálculo Exato”, disponível em <http://www.calculoexato.com.br/parprima.aspx?codMenu=FinanVariacaoIndice>.

¹³⁸ Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L9427compilada.htm último acesso em 30 de agosto de 2012.

¹³⁹ O valor de R\$ 303,78/kW, como definido para dezembro de 2007 foi ajustado para o Índice Geral de Preços do Mercado (IGPM) de 4,18% no período de 31 de dezembro de 2007 e 30 de abril de 2008.

¹⁴⁰ O valor de R\$ 60,04/MWh, como definido para dezembro de 2007 foi ajustado para o Índice Geral de Preços do Mercado (IGPM) de 4,18% no período de 31 de dezembro de 2007 e 30 de abril de 2008.

CCEE	Esta tarifa deve cobrir os custos operacionais da <i>Câmara de Comercialização de Energia Elétrica</i> – CCEE e foi estimado de acordo com os procedimentos aplicáveis e com base na geração de energia projetada para Jirau.	R\$/MWh	0,0833
Tarifa de concessão	O pagamento da tarifa de concessão (<i>Uso do Bem Público - UBP</i>) é devido desde o comissionamento da primeira unidade geradora até o fim da concessão. Foi definido pelo Aviso de Leilão de abril de 2008 e não ajustado pela inflação.	MBRL / ano	7,873
Tarifa de P&D	O pagamento dessa tarifa é definido como sendo 1% da receita do projeto, descontados PIS/COFINS.	%	Calculado
vi. Taxas			
Item	Descrição	Unidade	Valores
PIS/COFINS	Calculado de acordo com a lei brasileira ¹⁴¹ .	9,25% da Receita Bruta	Calculado
Imposto de renda	Calculado de acordo com a lei brasileira.	25% do Lucro	Calculado
Benefício fiscal	Como a UHE Jirau está localizada em uma área de benefício fiscal federal, o imposto de renda é reduzido em 75% durante os dez primeiros anos de operação ¹⁴² .	Redução de 75% no imposto de renda nos anos 1-10	Calculado
Contribuição social	Calculado de acordo com a lei brasileira.	9% do Lucro	Calculado

Tabela 11. Entradas financeiras usadas na análise de investimentos do Caso Base

Seção 1b: Hipóteses de investimento para o Projeto Otimizado.

Após ter concluído os estudos de engenharia necessários para a ampliação e otimização da UHE Jirau, que foram aprovados pela ANEEL em 29 de julho de 2011¹⁴³, a ESBR iniciou a preparação da venda da Energia Assegurada adicional relacionada a todas as 6 turbinas adicionais com base no Leilão de Energia A3 que estava planejado para o segundo semestre de 2011. Em resposta a essa iniciativa, em 1 de agosto de 2011¹⁴⁴, o *Ministério de Minas e Energia - MME* estabeleceu que a Energia Assegurada adicional da UHE Jirau para venda no leilão A3 era de 209,3 MW médios e essa quantidade de energia assegurada foi efetivamente leiloada em 17 de agosto de 2011 e o resultado do leilão homologado em 18 de outubro de 2011¹⁴⁵.

¹⁴¹ Leis 10.637/02, artigo 2º (disponível em: <http://www.receita.fazenda.gov.br/legislacao/leis/2002/lei10637.htm>) e 10.833/03, artigo 2º (<http://www.receita.fazenda.gov.br/legislacao/leis/2003/lei10833.htm>) define a porcentagem a ser paga para PIS e Cofins, respectivamente.

¹⁴² Lei Federal 11.196, Artigo 32, de 22 de novembro de 2005. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/ato2004-2006/2005/lei/111196.htm.

¹⁴³ O respectivo projeto básico de engenharia foi aprovado pela ANEEL em 29 de julho de 2011 pela publicação do Despacho N° 3.104/2011 (*mesma referência da introduzida anteriormente na nota de rodapé 101, página 28*).

¹⁴⁴ Portaria SPDE 26/2011 (*mesma referência da introduzida anteriormente na nota de rodapé 101, página 28*).

¹⁴⁵ Como referenciado por <http://www.aneel.gov.br/cedoc/alel2011002hom.pdf>, último acesso em 9 de março de 2012.

Depois disso, em 7 de novembro de 2011, e em resposta à sua atribuição de identificar o uso ótimo de energia dos aproveitamentos hidrelétricos do rio Madeira, a EPE publicou um estudo para analisar a Energia Assegurada que poderia ser obtida da configuração do Projeto UHE Jirau com 50 turbinas de acordo com diferentes hipóteses para subsidiar a decisão do regulador. Embora essa discussão ainda não esteja concluída, os resultados obtidos pela EPE mostram que o máximo técnico para a atual configuração e de acordo com as especificações da concessão é um total de 2.279,4 MW¹⁴⁶ médios¹⁴⁷. Essa quantidade corresponde a um potencial total de 94,8 MW médios de Energia Assegurada adicional para o Ambiente de Contratação Livre, ou seja, 55,2 MW médios a mais que nas hipóteses do Caso Base. Embora, não tenha ainda sido concedido e talvez não seja totalmente reconhecido, o valor máximo total foi levado em consideração para uma visão conservadora do impacto que o conhecimento hipotético sobre as oportunidades máximas de otimização poderia ter na adicionalidade do projeto na data de início do projeto.

Além da quantificação da Energia Assegurada máxima possível dessa configuração, a inscrição no leilão de energia implicou a definição do CapEx incremental. Este foi definido e aprovado pela EPE¹⁴⁸ em 13 de julho de 2011 como sendo MBRL 1.514,277 para as 6 turbinas adicionais, que corresponde a MBRL 1.009,518 para as 4 turbinas incrementais que foram acrescentadas ao Caso Base do Projeto UHE Jirau. Esse ajuste é necessário, pois o Caso Base já incluiu o CapEx total para 46 máquinas. Consequentemente, esse número representa todos os custos incrementais aplicáveis para as quatro turbinas adicionais que foram acrescentadas ao Caso Base para chegar ao Projeto Otimizado, incluindo equipamentos eletromecânicos, obras civis adicionais e outros custos relacionados à ampliação, mas nenhum custo nem despesa relacionado a outros itens como aumentos de custos não previstos do Caso Base.

Como o valor é dado em termos reais de agosto de 2011, enquanto temos que avaliar a adicionalidade no contexto da análise de investimentos original que, alinhada com o REV, se baseou nos termos reais de abril de 2008¹⁴⁹, desse valor tem que ser descontada a projeção da taxa de inflação aplicável de 4,5% a.a. como definido pelo Banco Central do Brasil em 3,463 de 26 de junho de 2007, já que este era a referência mais recente disponível na Data de Início do Projeto.¹⁵⁰ Esse exercício simples permite definir os impactos no CapEx e receitas incrementais em relação à Data de Início do Projeto para avaliar se o conhecimento hipotético da possibilidade de um Projeto Otimizado no momento e no contexto da Data de Início do Projeto teria alterado a conclusão sobre a adicionalidade do Projeto. Um resumo das respectivas hipóteses é fornecido na tabela abaixo:

¹⁴⁶ Este cálculo considera a cota operacional máxima de 90 metros, bem como a regra operacional definida para a operação do reservatório de Jirau, conforme referenciado na Tabela 2 deste DCP. Além disso, considera a hidrologia específica dos rios desde 1967 e uma cota operacional de 70 m da Central Elétrica de Santo Antônio, que está sob discussão e poderia aumentar e então reduzir o potencial de geração da Energia Assegurada das UHEs Jirau. O estudo também calculou a energia assegurada das UHEs Jirau quanto ao aumento do nível operacional da Central Elétrica de Santo Antônio, mas como os valores são inferiores, seu uso não seria conservador.

¹⁴⁷ Embora a EPE seja a Empresa de Pesquisa Energética do governo brasileiro e, portanto, independente, e não contratada pelo participante do projeto, seu estudo atende conceitualmente às exigências das “*Diretrizes para a elaboração de relatórios e validação dos fatores de carga da planta*”(Versão 01). Qualquer incerteza sobre a decisão final do regulador é mitigada pelo fato de que o valor máximo entre os diferentes resultados foi considerado, que representa uma abordagem conservadora.

¹⁴⁸ EPE – Dados Técnicos – Ampliação do Projeto UHE Jirau. O documento está disponível para o auditor da validação.

¹⁴⁹ Apenas para esclarecimento, lembramos que a Data de Início do Projeto é 22 de junho de 2008 e que a data de referência da Análise de Investimentos foi definida para permitir uma avaliação coerente do projeto nos termos reais daquela data. Tal data de ser necessariamente logo antes da Data de Início do Projeto.

¹⁵⁰ Uma visão geral sobre a meta histórica de inflação está disponível no webiste do Banco Central. Disponível em: <http://www.bcb.gov.br/Pec/metase/TabelaMetaseResultados.pdf>.



i. Receitas incrementais das vendas de eletricidade para o Projeto Otimizado¹⁵¹			
Item	Descrição	Unidade	Valores
Energia Assegurada incremental vendida ao ambiente de contratação regulada (ACR2)¹⁵²	A Energia Assegurada Incremental para venda no Leilão de 17 de agosto de 2011 foi definida pelo regulador como sendo 209,3 MW médios. A multiplicação pelo número de horas anuais (8760) resulta em MWh de eletricidade assegurada por ano.	MWh/ano	1.833.468
Preço da eletricidade no ambiente de contratação regulada (ACR2)¹⁵²	Um preço de R\$102/MWh foi definido pelo leilão de 17 de agosto de 2011 e concedido em 18 de outubro de 2011. Como o preço é definido nos termos de agosto de 2011, foi descontado considerando a meta de inflação, conforme aplicável na Data de Início do Projeto, para abril de 2008, que é a data base de nossa análise de investimentos.	R\$/MWh	88,08 ¹⁵³
Energia Assegurada incremental máxima para vendas ao ambiente de contratação livre (ACL)	Como consequência da Otimização do Projeto, a energia adicional disponível para o ambiente de contratação livre também aumenta dos 632,2 MW médios originais, como referenciado acima, para 687,4 MW, ou seja, de um adicional de 55,2 MW médios. A multiplicação pelo número de horas anuais (8760) resulta em MWh de eletricidade assegurada incremental vendida ao ACL por ano.	MWh/ano	483.552
Preço da eletricidade no ambiente de contratação livre (ACL)	Mesma hipótese e preço aplicáveis à Data de Início do Projeto, ou seja, vendas da Energia Assegurada Incremental com as condições e preço projetados para o ambiente de contratação livre.	R\$/MWh	134,00
Energia secundária	Data de Início do Projeto, ou seja, 1,5% da Energia Assegurada incremental.	1,5 % da Energia Assegurada	Calculado
Preço no mercado spot de eletricidade	Mesma hipótese de preço aplicável à Data de Início do Projeto.	R\$/MWh	90

¹⁵¹ Alinhadas com a determinação da Ferramenta de Adicionalidade não incluem as receitas da geração e vendas das RCEs. Nenhuma outra receita se aplica.

¹⁵² O ACR 2 faz referência às condições aplicáveis ao ambiente de contratação regulada durante o segundo leilão de energia para o Projeto UHE Jirau que ocorreu em 17 de agosto de 2011.

¹⁵³ O valor é obtido descontando R\$102 na meta de inflação aplicável de 4,5% para ao período entre abril de 2008 e agosto de 2011, ou seja, para 40/12 anos.

ii. Despesas de capital incrementais			
Item	Descrição	Unidade	Valores
Investimento Incremental (CapEx)	As despesas de capital incrementais são derivadas do CapEx adicional aprovado pela EPE para 6 turbinas como publicado em agosto de 2011 e então ajustadas para 4 turbinas e descontadas para abril de 2008, que é a data base da nossa análise de investimentos ¹⁵⁴ . As hipóteses para o perfil de despesas foram mantidas, ou seja, ele reflete a situação hipotética de que o CapEx incremental teria sido parte da projeção original.	MBRL	871,6 ¹⁵⁵

Tabela 12: Entradas financeiras usadas na análise de investimentos do Projeto Otimizado

As hipóteses e valores considerados para os custos de operação, encargos setoriais, alavancagem financeira e impostos permanecem inalterados, sendo os mesmos considerados na Data de Início do Projeto. Essa abordagem está alinhada com os princípios do Anexo 67/EB 48 e permite a reavaliação da adicionalidade com base no contexto original. Portanto, somente os parâmetros chave alterados para a capacidade de geração, receitas e CapEx incrementais são alterados nos cálculos da planilha original.

Embora isso esteja alinhado com as regras aplicáveis do MDL para ilustrar que um conhecimento hipotético da possibilidade de ampliar o projeto na Data de Início do Projeto não teria alterado a conclusão sobre sua adicionalidade, é importante mencionar que essa abordagem representa uma representação irrealista e excessivamente conservadora, pois despreza outras evoluções negativas, como atrasos na implementação do projeto assim como excessos de custos não relacionados à ampliação (que não foram consideradas na nossa avaliação), que também ocorreram após a data de início do projeto como referenciado por um informe à imprensa da empresa de fevereiro¹⁵⁶. A avaliação somente do impacto das evoluções positivas na adicionalidade, negligenciando outros impactos negativos, produz, portanto, um resultado hipotético e irrealista que pode ser usado somente para reconfirmar a conclusão geral sobre a adicionalidade da atividade do projeto.

Seção 2) Políticas setoriais que fornecem vantagens comparativas para as tecnologias menos intensivas em emissões e os ajustes aplicáveis para a análise de investimentos:

Em sua vigésima segunda reunião e referenciando suas decisões do EB 16, o Conselho Executivo do MDL reafirmou que políticas e circunstâncias nacionais e/ou setoriais devem ser levadas em consideração no estabelecimento de um cenário da linha de base, sem a criação de incentivos perversos que possam afetar as contribuições das partes anfitriãs para o objetivo principal da Convenção. De acordo com isso o Conselho concordou em definir política E- como:

“Políticas ou normas nacionais e/ou setoriais que fornecem vantagens comparativas para as tecnologias menos intensivas em emissões sobre as tecnologias mais intensivas em emissões (p.ex., subsídios públicos para promover a difusão de energia renovável ou para financiar programas de eficiência energética)”

¹⁵⁴ Mesma referência da introduzida anteriormente na nota de rodapé 148, página 50.

¹⁵⁵ O valor é obtido pela multiplicação de MBRL 1.514, conforme definido pela EPE para seis (6) turbinas, pelos fator de 4/6 para obter o valor de quatro (4) turbinas e então ajustar o resultado com a meta de inflação aplicável de 4,5% para o período entre abril de 2008 e agosto de 2011, ou seja, para 40/12 anos.

¹⁵⁶ “Orçamentos do investimento na UHE Jirau são revisados para 15,1 bilhões de reais”, publicado em 8 de fevereiro de 2012, disponível em http://www.jornaldaenergia.com.br/ler_noticia.php?id_noticia=9006.

Além disso, o Conselho acordou que essas políticas devem ser abordadas como descrito a seguir:

Políticas E- “que foram implementadas desde a adoção pela COP das M&P do MDL (decisão 17/CP.7, de 11 de novembro de 2001) não precisam ser levadas em consideração para o desenvolvimento de um cenário da linha de base (ou seja, o cenário da linha de base pode referenciar uma situação hipotética sem as políticas ou normas nacionais e/ou setoriais estabelecidas)”.

De acordo com as informações acima mencionadas, a ferramenta de adicionalidade inclui uma nota de rodapé para o cálculo dos indicadores financeiros na análise de investimentos, confirmando que a inclusão dos, entre outros, subsídios/benefícios fiscais na análise de investimentos está sujeita à orientação sobre essas políticas.

A importância desse conceito foi reforçada pela Conferência dos Membros do Protocolo, CMP 5 em Copenhague que forneceu, como parte da decisão 2/CMP.5 sobre a “Orientação adicional relativa ao mecanismo de desenvolvimento limpo” a seguinte orientação¹⁵⁷:

10. Afirma que é prerrogativa do país anfitrião decidir sobre o projeto e implementação de políticas para promover ou dar vantagem competitiva a combustíveis ou tecnologias com baixa emissão de gases de efeito estufa;

11. Solicita que o Conselho Executivo assegure que suas regras e diretrizes relacionadas à introdução ou implementação das políticas referenciadas no parágrafo 10 acima promovam o alcance do objetivo principal da Convenção e não criem incentivos perversos para os esforços de redução de emissões;

De acordo com o resumo fornecido no sub-passo 1.b, as atuais normas de energia brasileiras oferecem efetivamente um conjunto de incentivos regulatórios e econômicos que visam promover fontes de eletricidade renováveis para satisfazer a demanda crescente de energia do país com tecnologias renováveis.

O foco no desenvolvimento de projetos de energia hidrelétrica assim como em projetos complementares de energia renovável como base para a expansão limpa da matriz de geração de eletricidade brasileira e a relevância especial da UHE Jirau foi amplamente discutido e referenciado por fontes governamentais como o *Plano Nacional de Energia - PNE 2030* e o *Plano Decenal de Expansão de Energia - PDE 2007–2016*¹⁵⁸, assim como em diversas declarações oficiais nesse momento. Além disso, e como já referenciado, o governo declarou que a UHE Jirau é de interesse estratégico e um projeto prioritário para o Brasil. Ao mesmo tempo, o BNDES iniciou um processo de diferenciação de suas condições de empréstimo para grandes hidrelétricas como referenciado por apresentações feitas em agosto de 2007 e março de 2008¹⁵⁹, assim como em 24 de abril de 2008¹⁶⁰ quando as condições indicativas do empréstimo para a UHE Jirau foram publicadas.

Em paralelo com essas evoluções, o governo iniciou as discussões sobre a instituição da Política Nacional sobre Mudança do Clima - PNMC, com a primeira redação enviada ao Presidente do Brasil em junho de 2008¹⁶¹, assim como o Plano Nacional sobre Mudança do Clima que foi publicado para consulta pública

¹⁵⁷ Disponível em <http://unfccc.int/resource/docs/2009/cmp5/eng/21a01.pdf#page=4>, último acesso em 9 de março de 2012.

¹⁵⁸ Mesma referência da introduzida anteriormente na nota de rodapé 64, página 20.

¹⁵⁹ Foram disponibilizadas cópias para a EOD.

¹⁶⁰ Mesma referência da introduzida anteriormente na nota de rodapé 60, página 19.

¹⁶¹ Mesma referência da introduzida anteriormente na nota de rodapé 61, página 19.

em setembro de 2008¹⁶² e finalmente aprovado em dezembro de 2008¹⁶³. Os dois documentos referenciam claramente o fato de que as condições preferenciais de financiamento oferecidas pelos bancos privados e públicos, em conjunto com o MDL, são ferramentas da política para promover projetos de energia renovável e atividades de redução de gases de efeito estufa. Além disso, o Plano Nacional sobre Mudança do Clima faz referência explícita ao BNDES e à linha de financiamento FINEM¹⁶⁴ como uma ferramenta básica para promover atividades de mitigação de GEE.

A existência desses incentivos exige seu tratamento adequado na avaliação da adicionalidade e especificamente na análise de investimentos. Para esse fim, os parágrafos a seguir discutem as normas pertinentes e definem seu tratamento de acordo com as regras e princípios definidos pelo EB 22.

Para permitir esse tratamento adequado, os participantes do projeto seguem os passos a seguir (i) e (ii), como descrito abaixo:

i. Identificação de uma política E-:

O BNDES tem desempenhado historicamente um papel fundamental na implementação das políticas governamentais para desenvolvimento econômico fornecendo financiamento de longo prazo para investimentos do setor privado em infraestrutura geral e, especificamente, no setor elétrico nacional. De acordo com *Lage de Sousa* (BNDES) e *Ottaviano* (Universidade de Bolonha)¹⁶⁵:

“As restrições de acesso a crédito para projetos de longo prazo é uma das falhas de mercado da economia brasileira, pois impedem os esforços de investimento por parte das empresas nacionais. Para compensar essas falhas o governo federal fornece empréstimos de longo prazo por intermédio do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social, cujo objetivo é aumentar a competitividade econômica do Brasil sem contudo negligenciar questões sociais. O BNDES investe em várias áreas, inclusive em pesquisa e desenvolvimento (P&D), em infraestrutura e no apoio à exportação, além de no desenvolvimento regional e urbano.” “A contribuição global do BNDES para a economia brasileira é considerável: Em 2005, o banco desembolsou um total de R\$ 47 bilhões, ou seja, um valor equivalente a 12,3% do investimento agregado.”

A citação mostra que a função do BNDES não é somente compensar a incapacidade dos mercados de capital privado de fornecer financiamento de longo prazo em termos razoáveis, mas também de promover a implementação de políticas governamentais.

Nos anos após a privatização do setor elétrico e especialmente após o lançamento do novo modelo regulatório em 2005, a principal prioridade do BNDES foi financiar a expansão do fornecimento de energia para permitir o crescimento econômico e o desenvolvimento social. Durante esse período, excetuando sua função específica no programa PROINFA, o banco não teve uma política geral para oferecer diferentes condições de financiamento para qualquer tipo de fonte de eletricidade. A partir de 2007 e em razão da participação crescente das centrais elétricas alimentadas com fósfil, e no contexto do desenvolvimento da Política e do Plano Nacional sobre Mudança do Clima, o BNDES começou a definir

¹⁶² Disponível em: http://www.mma.gov.br/estruturas/169/_arquivos/169_29092008073244.pdf.

¹⁶³ *Mesma referência da introduzida anteriormente na nota de rodapé 54, página 18.*

¹⁶⁴ FINEM é a linha de crédito específica para grandes projetos com volume de investimento mínimo de 10 milhões de reais e um foco forte em infraestrutura. Uma das suas linhas mais importantes é dedicada ao setor energético e a atividades de geração. Mais informações estão disponíveis em:

http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Apoio_Financeiro/Produtos/FINEM/linhas_finem.html.

¹⁶⁵ Lage de Sousa (BNDES) e Ottaviano (Universidade de Bolonha): *O efeito dos empréstimos do BNDES na produtividade de firmas industriais brasileiras*, julho de 2009, disponível em <http://virtualbib.fgv.br/ocs/index.php/sbe/EBE09/paper/view/1023/354>, último acesso em 6 de março de 2010.

as condições de financiamento com o objetivo claro de promover energias renováveis e menos intensivas em GEE em comparação com as centrais termelétricas alimentadas com carvão e óleo.

O fato de o BNDES ser um instrumento da política brasileira e, especificamente, da Política Nacional sobre Mudança do Clima¹⁶⁶ é referenciado pelo Plano Nacional sobre Mudança do Clima e pela Lei que institui a Política Nacional sobre Mudança do Clima – PNMC. A atividade específica no setor elétrico é ainda referenciada pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), instituição relacionada ao Ministério de Minas e Energia, que emitiu a nota técnica “*Abatimento das Emissões relacionadas à produção e ao uso da energia no Brasil até 2020*”¹⁶⁷. A publicação descreve claramente a importância do BNDES para implementar as políticas de mitigação brasileiras e buscar uma trajetória de expansão limpa no setor energético.

Para analisar a evolução das políticas operacionais que definem as condições de financiamento oferecidas pelo BNDES, é necessário entender os itens individuais que compõem as condições de financiamento oferecidas pelo banco:

Taxa de juros total = Custo financeiro + Remuneração básica + Remuneração do risco de crédito

Onde:

- **Custo financeiro** - corresponde ao custo efetivo do financiamento do BNDES, em outras palavras, são os juros efetivamente pagos pelo banco para obter fundos necessários para suas operações. Esse custo é basicamente definido pela remuneração da taxa de juros de longo prazo (TJLP) divulgada pelo Ministério da Fazenda. Para fins da Análise Financeira da UHE Jirau, a TJLP foi determinada nos termos reais da inflação histórica¹⁶⁸ e taxas de juros TJLP¹⁶⁹ entre janeiro de 2005 e maio de 2008. Os cálculos e referências estão disponíveis na Planilha da Análise de Investimentos. O resultado de 2,9% reflete o período econômico estável e a meta constante de inflação no período e, portanto, representa uma base adequada para a Análise de Investimentos.
- **Remuneração Básica do BNDES** – representa o retorno padrão exigido pelo BNDES para financiar investimentos. É a principal ferramenta política para financiamento, pois permite ao banco fixar a remuneração de acordo com as prioridades e estratégias do governo.
- **Remuneração do risco de crédito** – representa a remuneração do risco necessária para remunerar o banco por incorrer no risco de crédito de um determinado projeto. Assim, ele reflete a percepção do risco de insolvência do credor (investidores) com base na avaliação do fluxo de caixa do projeto e na capacidade de fornecer garantias adicionais. Conseqüentemente, essa é uma variável específica do projeto definida com base nos termos técnicos e não sujeita a nenhuma política específica. Para o caso de Jirau foi definido¹⁷⁰ que metade do crédito será concedido pelo BNDES e metade pelos bancos intermediários. A Remuneração do Risco de Crédito das ações do BNDES foi definida na faixa de 0,46% e 2,54%. Para fins da Análise Financeira da UHE Jirau, a

¹⁶⁶ Esse plano citou diretamente na página 115 um resumo das linhas de financiamento encontradas e os instrumentos de financiamento do BNDES relacionados ao combate às mudanças do clima. O PNMC está disponível em: http://www.dialogue4s.de/media/Brazil_National_Climate_Change_Plan.pdf. Acessado em 05 de março de 2012.

¹⁶⁷ “Abatimento das Emissões relacionadas à produção e ao uso da energia no Brasil até 2020 Versão 2.03 Preliminar, 25/10/2010”.

¹⁶⁸ Os dados de inflação são regularmente publicados pelo Banco Central do Brasil, e o último relatório disponível antes da Data de Início do Projeto informa os dados de inflação até 31 de março de 2008.

¹⁶⁹ As taxas TJLP históricas para o período de janeiro de 2005 a maio de 2008 estão disponíveis no Instituto Nacional de Economia Aplicada (*National Institute for Applied Economics*).

¹⁷⁰ As condições pertinentes foram definidas pelo BNDES quando as condições de apoio para a UHE Jirau foram divulgadas, conforme já referenciado na nota de rodapé 60, página 19.

Remuneração do Risco de Crédito foi presumida na média dos dois limites, ou seja, 1,5% a.a. Para o caso dos Bancos Intermediários, foi considerada uma remuneração do risco ligeiramente mais alta de 1,65%. Além disso, o BNDES cobra uma remuneração de intermediação de 0,5% que se aplica somente para os 50% do empréstimo que estão sendo intermediados pelos Bancos. Além da remuneração do risco de crédito, os bancos de intermediação cobram uma tarifa de arranjo e consultoria, que foi estimada no início do projeto em MBRL 23,8.

Para todas as variáveis apresentadas acima, o BNDES aplicou, em 2006 e antes disso, condições e critérios idênticos para todas as fontes de energia e não existia preferência para fontes térmicas alimentadas com combustível fóssil, nem para fontes renováveis. Isso significa que o custo financeiro, remuneração básica e os critérios para definição da remuneração do risco de crédito, assim como para o período de amortização e para a participação máxima dos bancos eram os mesmos para todos os tipos de fontes de energia, qualquer que fosse sua intensidade de GEE.

Então, em 2007, o BNDES começou a melhorar suas condições de financiamento para o setor de energia renovável, primeiro para grandes hidrelétricas e depois para todas as fontes de energia renovável. Como resultado, o banco reduziu a remuneração básica de projetos de grandes hidrelétricas acima de 2.000 MW para 0,5%, enquanto a remuneração para outras fontes com baixa intensidade de GEE, como centrais eólicas e pequenas centrais hidrelétricas e centrais hidrelétricas de médio porte, foi definida como 0,9% versus uma taxa de 1,8% usada para unidades geradoras alimentadas com carvão e óleo.

Além disso, o BNDES definiu um custo financeiro do financiamento de 100% em TJLP para energia eficiente em GEE e fontes renováveis, enquanto centrais elétricas alimentadas com carvão e óleo são financiadas com base em um mix de 50% em TJLP e 50% em TJ-462¹⁷¹. De acordo com os dados fornecidos pelo website do BNDES, a TJ-462 é igual a TJLP + 1%¹⁷², resultando em um custo financeiro ligeiramente mais alto.

Por outro lado, não existe diferença nas taxas de risco de crédito dos diferentes tipos de tecnologias. Essas taxas variam dependendo do projeto específico e não estão diretamente relacionadas à política de incentivo do banco.

Como descrito acima, o BNDES é a principal fonte de capital para os ativos de geração de energia através do "Project Finance", que é adequado para financiar projetos infraestruturais intensivos em capital com vencimento de longo prazo. No caso específico do setor energético, o BNDES definiu o objetivo e as condições para promover o suprimento de energia com segurança, confiabilidade, custo moderado e para aumentar a participação das energias renováveis. Uma consequência dessa política é que o BNDES aplica condições de financiamento diferenciadas para ativos de geração de energia que não sejam centrais termelétricas intensivas em GEE alimentadas com óleo ou carbono. Essas condições são fornecidas nas seguintes tabelas, que foram reproduzidas do website do BNDES¹⁸¹.

¹⁷¹ Fonte:

http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Apoio_Financeiro/Produtos/FINEM/energia_eletrica_geracao.html. Acessado em 16 de abril de 2012.

¹⁷² Fonte:

http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Apoio_Financeiro/Custos_Financeiros/Composicao/. Acessado em 28 de junho de 2011.

Geração de energia	Remuneração do BNDES (% por ano)	Custo financeiro	Participação máxima do BNDES (% de alavancagem)
Geração de eletricidade (exceto centrais elétricas a carvão e óleo combustível)	0,9	TJLP	70%
Geração de eletricidade de centrais elétricas a carvão e óleo combustível	1,8	50% TJLP 50% TJ-462	50%

Tabela 13. Condições de financiamento do BNDES para diferentes tipos de geração de energia.

Geração de energia	Período máximo de amortização
Hidrelétrica com capacidade instalada acima de 1.000 MW	20 anos
Hidrelétrica com capacidade instalada abaixo de 1.000 MW	16 anos
Geração de eletricidade por centrais elétricas a carvão e óleo combustível	14 anos

Tabela 14. Período de amortização máximo do BNDES para diferentes tipos de geração de energia.

Além desses benefícios e por causa da alta relevância do Projeto UHE Jirau para o Sistema Interligado Nacional, das despesas de capital significativas e do vencimento longo desse tipo de investimento, as condições de empréstimo para o Projeto UHE Jirau foram melhoradas, reduzindo a remuneração do BNDES de 0,9% para 0,5%¹⁷³.

A comparação mostra que as condições de financiamento oferecidas fornecem uma vantagem comparativa para tecnologias menos intensivas em emissões de GEE em comparação com centrais termelétricas alimentadas com carvão e óleo combustível intensivas em emissões de GEE.

Consequentemente, de acordo com a disposição E- do MDL, é demonstrado que as condições de financiamento que o BNDES oferece aos ativos de geração de energia “*fornecem vantagens comparativas a tecnologias menos intensivas em emissões sobre as tecnologias mais intensivas em emissões*” e podem ser classificadas como subsídios a investimentos diretos.

ii. A política E- foi adotada após 11 de novembro de 2001?

Uma coletiva à imprensa do BNDES em 26 de setembro de 2006¹⁷⁴ anuncia claramente as condições de financiamento para o setor elétrico, aplicáveis nessa data. As condições revisadas são oferecidas a todos os novos ativos de geração sem nenhuma diferenciação entre as diversas tecnologias.

Isso também é confirmado pela declaração¹⁷⁵ do BNDES para esclarecimento das condições financeiras oferecidas no setor de geração de eletricidade:

“Até 2006 as condições de financiamento oferecidas pelo BNDES para as atividades de geração de eletricidade eram idênticas para todas as fontes de eletricidade. A partir de 2007, o BNDES iniciou uma política de diferenciação das condições financeiras entre diferentes fontes de geração, especificamente energia hidrelétrica, renovável e centrais termelétricas alimentadas com carvão e combustível fóssil.”

¹⁷³ Mesma referência da introduzida anteriormente na nota de rodapé 60, página 19.

¹⁷⁴ Disponível em: http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Sala_de_Imprensa/Noticias/2006/20060926_not185_06.html.

¹⁷⁵ Esta declaração foi dada pelo BNDES em 17 de fevereiro de 2012, para esclarecer as condições promocionais de financiamento de hidrelétricas e outras energias renováveis. Uma cópia foi fornecida à EOD.

“Com base em uma diferenciação na remuneração básica, na ampliação da duração do financiamento, ao lado de uma maior participação no financiamento, foi possível reduzir o custo financeiro dos investimentos em energia hidrelétrica até um nível que concedeu a eles competitividade em relação ao custo financeiro das plantas de geração com base em carvão e óleo combustível” (BNDES, 2012, tradução nossa).

Portanto, pode ser afirmado que a Política E- ainda não estava estabelecida em 2006 ou antes, indicando claramente que foi “implementada desde a adoção pela COP das M&P do MDL (decisão 17/CP.7, 11 novembro de 2001)”.

De acordo com isso, o MDL considera que essa política “não precisa ser levada em consideração no desenvolvimento de um cenário da linha de base (ou seja, o cenário da linha de base pode referenciar uma situação hipotética sem as políticas ou normas nacionais e/ou setoriais estabelecidas)”.

Seção 3) Ajustes no modelo financeiro para considerar as políticas E-:

Seguindo as exigências da ferramenta de adicionalidade e as normas E- definidas pelo Conselho Executivo do MDL, o desenvolvedor do projeto excluiu o incentivo direto que o financiamento do BNDES fornece a tecnologias menos intensivas em GEE e realizou a análise financeira com base nas condições de financiamento oferecidas por tecnologias intensivas em GEE. Esse ajuste permite ignorar o efeito da vantagem comparativa que é dada pelo governo brasileiro a projetos que contribuem para o objetivo principal da UNFCCC. Além disso, é importante destacar que esse tratamento elimina o incentivo perverso para os países em desenvolvimento evitarem a adoção de incentivos similares.

A tabela a seguir compara as diferenças das condições de financiamento conforme concedidas à UHE Jirau em 18 de fevereiro de 2009 versus as oferecidas para tecnologias de geração intensivas em GEE.

Item	Incentivo a investimento para tecnologia de redução de GEE (Projeto UHE Jirau)	Condições de investimento para tecnologia intensiva em GEE (centrais termelétricas alimentadas com carvão e óleo)
Amortização do empréstimo	20 anos	14 anos
Alavancagem Máxima	70% ¹⁷⁶	50%
ICSD	Mínimo de 1,2 ¹⁷⁷	
Indicador do Custo de Financiamento	TJLP	50% TJLP 50% TJ 462 ¹⁷⁸ (que significa TJLP + 1%)
Custo do Financiamento (termos reais)	2,90%	3,40%
Remuneração Básica	0,50%	1,8%
Remuneração do Risco do BNDES (50% do empréstimo)	50% x 1,50%	

¹⁷⁶ Com base no ICSD, os participantes do projeto estimaram que uma alavancagem total de 70% na Data de Início do Projeto é possível, como documentado pelo Relatório do Estudo de Viabilidade do Projeto UHE Jirau. Esse número considerou as receitas das vendas da RCE para assegurar que o respectivo ICSD seja atingido.

¹⁷⁷ O Índice de Cobertura da Dívida de 1,2 exige que o fluxo de caixa operacional gerado pelo projeto fique 20% acima das despesas para juros e amortização de empréstimo. Além disso, deve ser mantida pelo investidor uma conta reserva equivalente a 6 meses de juros, amortização e o custo de O&M. Se o ICSD diminuir para 1,3, a conta reserva será reduzida para um equivalente de três meses.

¹⁷⁸ <http://www.abimaq.org.br/ceimaq/meta3/download/finem.pdf>, acessado em 26 de fevereiro de 2010.

Item	Incentivo a investimento para tecnologia de redução de GEE (Projeto UHE Jirau)	Condições de investimento para tecnologia intensiva em GEE (centrais termelétricas alimentadas com carvão e óleo)
Tarifa do BNDES para intermediação de empréstimo (50% do empréstimo)	50% x 0,50%	
Remuneração de Bancos Intermediários (50% do empréstimo)	50% x 1,75%	
Taxa de juros total (calculada / termos reais)	5,275%	7,075%

Tabela 15. Diferenças entre as condições de financiamento da UHE Jirau e as com tecnologias intensivas em GEE

A comparação na tabela cima mostra que a política de financiamento do BNDES promove a atividade do projeto com uma taxa de juros que é reduzida em 1,8%, com alavancagem maior de 20% e com um período de amortização do empréstimo estendido em 6 anos. Essas mudanças representam uma vantagem comparativa para a implementação da atividade do projeto, quando comparada às tecnologias de geração intensiva em GEE. Essa vantagem comparativa é prontamente eliminada considerando as condições de financiamento oferecidas para mais tecnologias intensivas em GEE, como condição da linha de base para a avaliação da adicionalidade financeira de nossa atividade do projeto. Sob essa perspectiva, o Benchmark Padrão para as Condições da Linha de Base de 12,46% é aplicado como critério de adicionalidade, já que reflete a alavancagem financeira padrão de 50% oferecida pelo BNDES.

Considerando esses ajustes, além de considerar a exclusão de quaisquer receitas da RCE, o proponente do projeto desenvolveu um modelo financeiro ajustado com base nas hipóteses e premissas que foram apresentadas ao BNDES para avaliar a atratividade financeira do projeto com as hipóteses da linha de base.

Seção 4) Resultados da análise de investimentos:

Seguindo os ajustes e o cálculo da TIR do capital próprio em termos reais como referenciado pelo modelo financeiro, é possível avaliar se, na ausência do MDL e da política nacional de mitigação de GEE do Brasil, o projeto é um investimento atraente.

A caixa de texto abaixo mostra uma comparação resumida entre o indicador financeiro do Projeto conforme calculado para o Caso Base do Projeto UHE Jirau e o Benchmark Padrão para as Condições da Linha de Base, como definido na seção B.5 *Sub-passo 2b*:

Taxa Interna de Retorno do Capital Próprio para o Caso Base de 6,8% <Benchmark de 12,46%

A análise de investimentos foi realizada de acordo com a opção III da “*Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade*” e o resultado mostra que o indicador financeiro do projeto é menos favorável que o benchmark padrão de 12,46%. Além disso, a TIR do capital próprio calculada também fica abaixo do benchmark predefinido do capital próprio conservador de 11,75% conforme oferecido pelas Diretrizes para análise de investimentos. Consequentemente, é possível concluir que a atividade do projeto sem as receitas do MDL e os incentivos nacionais não pode ser considerada financeiramente atraente.

Além disso e como já explicado e definido na Seção 1b, os participantes do projeto realizaram uma análise de investimentos ajustada para avaliar se o conhecimento hipotético na Data de Início do Projeto da possibilidade de aumento da capacidade instalada para 3.750 MW para vender a Energia Assegurada incremental ao Ambiente de Contratação Regulada (ACR2), assim como o possível aumento na Energia Assegurada adicional para comercialização no Ambiente de Contratação Livre (ACL2), conforme refletido pelo Projeto Otimizado, teria alterado a conclusão sobre a adicionalidade do Projeto. Portanto, e de acordo com as regras do Anexo 67, a TIR do Projeto Otimizado foi calculada “*somente modificando os parâmetros chave alterados nos cálculos da planilha original*” enquanto todas as outras variáveis permanecem inalteradas para assegurar que a adicionalidade seja reavaliada no contexto das hipóteses e circunstâncias econômicas aplicadas na Data de Início do Projeto.

A caixa de texto abaixo mostra uma comparação resumida da TIR do capital próprio do projeto com o Benchmark Padrão para as Condições da Linha de Base, como calculado para o Projeto Otimizado do Projeto UHE Jirau:

**Taxa Interna de Retorno do Capital Próprio para o
Projeto Otimizado de 7,5% < Benchmark de 12,46%**

Como pode ser observado, a Otimização do Projeto realmente melhorou o retorno financeiro do Projeto, mas não em um nível que tornasse o projeto um investimento atraente sem a consideração do MDL e as políticas de apoio nacionais. Essa conclusão é sólida, se a TIR do capital próprio calculada for comparada ao benchmark padrão de 12,46% ou ao benchmark predefinido conservador de 11,75%.

Para entender melhor os resultados, é importante observar que, na ausência do incentivo para investimento concedido para a UHE Jirau, o investidor de capital próprio tem que aumentar sua participação, pois o empréstimo terá que ser amortizado em apenas 14 anos, em vez de 20 anos, que é a principal condição para a viabilidade de projetos intensivos em capital com tempo de construção longo e vencimento de longo prazo. Além disso, os pagamentos de juros mais altos para plantas de geração intensivas em GEE reduzem a capacidade do projeto de contratar financiamento por causa do limite estabelecido sobre o índice de Cobertura da Dívida de 1,2, que também está de acordo com o fato de o BNDES limitar sua participação a 50% do CapEx total.

Portanto, os resultados mostram que as condições de apoio estabelecidas pelo BNDES são fundamentais para aumentar a competitividade da UHE Jirau até ser viável e capaz de competir com projetos de termelétricas. De fato, sua implementação seria completamente inviável sem a política de investimento adotada pelo BNDES, assim como outras normas e medidas de apoio estabelecidas pelo governo como já citado na Seção 1.

Além dessa política nacional de apoio, a receita da RCE é importante para gerar fluxo de caixa suficiente para pagar os juros e a dívida e, portanto, permitir um financiamento da dívida suficiente para tornar o projeto um investimento de capital próprio atraente. Isso é ilustrado pelo fato de que as receitas da RCE são necessárias para permitir 70% de alavancagem como estipulado no REV para o Caso Base, ao mesmo tempo ainda atendendo o Índice de Cobertura da Dívida do BNDES de 1,2. Além disso, parte do financiamento do BNDES está explicitamente relacionado ao MDL e permite antecipar parte do fluxo de caixa de RCE projetado para o financiamento da construção¹⁷⁹.

Agora para mostrar que esse resultado é sólido também para variações razoáveis das hipóteses de investimento, a próxima seção oferece uma análise de sensibilidade para confirmar esse resultado. Os resultados são oferecidos para o Caso Base assim como para o Projeto Otimizado.

¹⁷⁹ Uma cópia do respectivo complemento para o contrato de financiamento foi fornecido à EOD.

Sub-passo 2d. Análise de sensibilidade:

A seguinte análise de sensibilidade foi realizada para o projeto:

- i. Variação das despesas operacionais (OpEx);
- ii. Variação dos investimentos ou das despesas de capital totais (CapEx);
- iii. Variação das receitas por causa de alterações nos preços da eletricidade (ACL e Spot);
- iv. Variação das receitas por causa de alterações no volume de vendas / alterações de eletricidade na Energia Assegurada;
- v. Variação das taxas de juros.

O impacto na TIR é apresentado na tabela abaixo.

Análise de sensibilidade		TIR do Capital Próprio (%)	
Cenário	Varição	Caso base	Projeto otimizado
Caso base	0%	6,8%	7,5%
Despesas operacionais	+ 10%	5,6%	6,4%
	- 10%	8,1%	8,7%
Despesas de capital	+ 10%	4,1%	4,7%
	- 10%	10,5%	11,1%
Alteração no ACL e na tarifa spot	+ 10%	8,4%	9,0%
	- 10%	5,4%	6,1%
Alteração na Energia Assegurada	+ 10%	9,9%	10,4%
	- 10%	3,2%	4,2%
Alteração na taxa de juros do BNDES	+ 1%	6,2%	6,9%
	- 1%	7,5%	8,1%

Tabela 16. Análise de sensibilidade

As seguintes considerações são úteis para entender melhor os resultados da análise de sensibilidade.

i. Variação das despesas operacionais (OPEX)

As despesas operacionais estão relacionadas a i) pagamento da tarifa de transmissão TUST, que é o item principal do custo, ii) outras tarifas e contribuições setoriais e iii) custos de Operação e Manutenção (O&M), bem como as despesas com seguros e administração geral (SG&A). As tarifas do setor, bem como de O&M e SG&A são de relevância reduzida somente para a lucratividade de um projeto hidrelétrico, já que seu desempenho econômico é muito mais condicionado pelo alto investimento inicial. Por outro lado, as despesas de TUST, como definido pelo regulador são significativas no caso da UE Jirau e, portanto, qualquer alteração poderia ter um impacto na lucratividade dos projetos. Para levar essa possibilidade em consideração, a sensibilidade de todos os custos operacionais (OPEX), incluindo a tarifa de transmissão, foram calculados. Como se pode ver pelos resultados, sob a hipótese do Caso Base, a redução de OPEX em 10% elevaria a TIR do capital próprio do projeto para 8,1%, o que não é suficiente para tornar o projeto financeiramente atraente. Para atingir o Benchmark Padrão de 12,46%, a Opex teria de ser reduzida em 49% no Caso Base e 47% no Caso Otimizado. Se o Benchmark Predefinido mais conservador for considerado, o custo de O&M teria de ser reduzido em 43% para cumprir a taxa estipulada para o Caso Base ou de 40% para o Caso Otimizado. Considerando o fato de que a TUST é definida pelo regulador e que as tarifas e despesas de O&M, SG&A e outras do setor são de menor relevância, é evidente que uma redução tão

significativa nos custos operacionais é improvável que eleve a TIT do projeto a um nível que tornaria o projeto um investimento atraente.

ii. Variação das despesas de capital (CapEx)

As despesas de capital na Data de Início do Projeto como referenciado pelo REV do Projeto UHE Jirau foram estimadas com base nos contratos iniciais para obras civis e nas propostas e negociações iniciais. Embora essas discussões e estimativas fossem conduzidas com rigor para permitir uma estruturação razoável do investimento, assim como oferecer uma base sólida para as negociações do financiamento de terceiros, existe alguma incerteza com relação ao custo final do investimento. De fato, essa incerteza é uma desvantagem importante das hidrelétricas em comparação com as unidades geradoras térmicas que não estão sujeitas aos excessos frequentes de custos, problemas geológicos e atrasos na construção como ocorre com as hidrelétricas¹⁸⁰. Independentemente disso, a experiência dos investidores permitiu desenvolver um orçamento mínimo inicial para o investimento, que foi estimado em MBRL 9.000 imediatamente antes da Data de Início do Projeto, conforme comunicado ao BNDES em 24 de junho de 2008 e divulgado ao público em 22 de julho de 2008¹⁸¹. As despesas principais estão relacionadas ao contrato para obras civis com a Camargo Corrêa, que entrou em vigor em 14 de novembro de 2008 e com os contratos de compra de turbinas e geradores que foram assinados em dezembro de 2008. Esses contratos representam mais de 50% das despesas de capital totais e a maioria dos contratos projetados foram assinados logo após, durante janeiro e fevereiro de 2009. Por fim, em 18 de fevereiro de 2009, o financiamento do BNDES foi concedido na base de uma Despesa de Capital projetada final de MBRL10.473, que é mais alta do que a estimativa preliminar inicial usada em nossa análise de investimentos. Considerando que as despesas de capital iniciais mínimas foram cuidadosamente estimadas com base nos contratos e negociações iniciais, é improvável ocorrer uma redução de 10% do CapEx total. Agora, para atingir o Benchmark Padrão nas Condições da Linha de Base de 12,46%, a Capex teria de ser reduzida em 15% na hipótese de Caso Base ou 13% nas hipóteses de Caso Otimizado. Se o Benchmark Predefinido de 11,75% for considerado, a redução ainda teria que ser de 13% para o Caso Base ou de 12% para o Caso Otimizado. Essas reduções substanciais não são certamente uma possibilidade realista. Ao contrário, um aumento nas despesas de capital por causa de contingências não previstas, casos de força maior não cobertos nos contratos e outros custos ou atrasos são bastante comuns em projetos similares e representam um risco relevante para os investidores. O fato de que esse risco é relevante é demonstrado no contrato de financiamento aprovado com o BNDES (de R\$ 10,473 bilhões) e, portanto, 15% mais alto que as estimativas iniciais que aplicam o Caso Base na Data de Início do Projeto. Da mesma maneira, a Capex total para o Projeto Otimizado aumentou para um total de 15,1 bilhões, principalmente devido aos custos não relacionados com a adição de quatro outras turbinas¹⁸².

iii. Variação das Receitas por causa de alterações nos preços da eletricidade (ACL e Spot):

Além da variação no volume das vendas de eletricidade como discutido abaixo, as receitas do projeto podem variar por causa da variação nos preços das vendas de eletricidade. Para entender a natureza dessa variável, é importante levar em consideração que o preço das vendas para a maior parte do volume de eletricidade já foi definido para todo o período de concessão na Data de Início do Projeto e nenhuma variação é possível. Consequentemente, somente os preços no ACL e no mercado spot podem variar dos R\$ 134/MWh e R\$ 90/MWh respectivamente, considerados na análise de investimentos. Se for considerado um preço 10% maior para a energia negociada no ACL (ou seja, R\$ 147/MWh) e as receitas das vendas da Energia Secundária no mercado spot (ou seja, R\$ 99/MWh), isso aumentaria a TIR do capital próprio do Caso Base para 8,4%, que ainda é muito

¹⁸⁰ Paper de discussão do Banco Mundial No. 420, “*Financing of Private Hydropower Projects*”, julho de 2000; Seção 8, pág. 65, 2º parágrafo. Disponível: http://www-wds.worldbank.org/external/default/WDSContentServer/WDSP/IB/2000/08/19/000094946_00081906365947/Rendered/PDF/multi_page.pdf.

¹⁸¹ Conforme já referenciada na nota de rodapé 83, página 24.

¹⁸² Conforme já referenciada na nota de rodapé 156, página 52

menor que o Benchmark Padrão ou Benchmark Predefinido. Para atingir o Benchmark Padrão, os dois preços teriam que aumentar 36% em uma base contínua, ao mesmo tempo atendendo o Benchmark Predefinido, que ainda precisaria de um aumento de 32%.

Para o Projeto Otimizado os resultados são basicamente equivalentes e não alteram a conclusão.

iv. Variação das receitas por causa do volume de vendas / alterações de eletricidade na Energia Assegurada:

O volume de energia vendido pelo Projeto UHE Jirau é fixado pela Energia Assegurada como definida pelo Ministério de Minas e Energia. Essa Energia Assegurada representa a capacidade de geração assegurada que é remunerada nos CCVEs assinados nos ambientes de contratação regulada ou livre e não a geração efetiva da planta que depende das decisões de despacho do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Em outras palavras, depois da definição da Energia Assegurada de uma planta, seu volume de vendas também é definido, qualquer que seja a quantidade efetiva de eletricidade gerada pela planta. Para o Caso Base, a Energia Assegurada do Projeto UHE Jirau foi estimada no REV em 2.014,9 MW e como esse número é calculado com base em uma metodologia estabelecida e na hidrologia histórica específica do rio, que é um número determinado, nenhuma alteração relevante é esperada considerando a configuração do Caso Base. Além disso, para o Projeto Otimizado com 50 turbinas, foi considerada a potência máxima técnica como definida pela EPE¹⁸³. Concluindo, na configuração de 46 ou 50 turbinas, o volume máximo possível de energia assegurada, nos dois casos acima as respectivas aprovações regulatórias nesse momento, foi considerado na análise de investimentos e, portanto, outros aumentos não são uma hipótese adequada. Apesar dessa limitação técnica, os participantes do projeto modelaram a situação hipotética de que o projeto receberia mais Energia Assegurada, ou seja, que a UHE Jirau teria um fator de capacidade da planta maior que o calculado com a metodologia padrão. Como mostram os resultados, uma variação padrão hipotética de mais 10% elevaria o retorno para o Caso Base para 9,9% e para o Caso Otimizado para 10,4% e, portanto, nos dois casos o retorno permaneceria abaixo do Benchmark Standard ou Padrão. Para alcançar os benchmarks na hipótese do Caso Base, a Energia Assegurada teria que aumentar 20% para atingir o Benchmark Padrão ou 17% para atingir o Benchmark Predefinido. Para o Projeto Otimizado, que tinha sua Energia Assegurada já estimada no máximo técnico, os resultados são basicamente um aumento de 18% para cumprir o Benchmark Padrão ou um aumento de 15% para cumprir o benchmark predefinido, o que não é uma hipótese realista. Além disso, é importante reconhecer que esse modelo financeiro considera que toda a Energia Assegurada adicional seria vendida no preço mais alto do Ambiente de Contratação Livre, que é outra hipótese irrealista.

v. Variação da taxa de juros:

A taxa de juros sob o cenário da linha de base é composta pelas variáveis predefinidas, como a Remuneração Básica para os ativos de geração intensiva em GEE, bem como as tarifas intermediárias e uma visão geral detalhada estão disponíveis na Tabela 15, que também calcula a taxa de juros total em 7,075% a.a. Como já explicado, a remuneração do risco para o BNDES e os Bancos de intermediação não era conhecida na Data de Início do Projeto e, portanto, o valor final poderia ser diferente da expectativa. Além disso, a TJLP e a inflação são incertas e, portanto, é razoável levar essas alterações em consideração na análise de sensibilidade. Para este propósito, estes exercício ajusta (+/-) a taxa de juros a pagar em 1 ponto percentual, o que é equivalente a uma variação de cerca de 14%. Como mostram os resultados da análise de sensibilidade, isso não tem um impacto significativo. Uma redução de 1 ponto percentual na taxa de juros total a pagar aumenta a TIR do capital próprio no Caso Base e nas hipóteses da linha de base de 6,8% para 7,5%. Como demonstrado na hipótese E-, uma redução mais significativa de 1,8 ponto percentual na taxa de juros em combinação com um período de amortização de empréstimo ampliado de 20 anos e com uma alavancagem maior de 69% são necessários para elevar a TIR do capital próprio para 9,7%. Agora, na ausência dessas medidas e do MDL, a taxa de juros teria que ser negativa para atingir o Benchmark Padrão, assim como o Benchmark Predefinido, que não é uma hipótese razoável.

¹⁸³ O papel da EPE e as hipóteses e parâmetros deste estudo estão explicados na nota de rodapé 146, página 50.

A análise de investimentos e de sensibilidade, elaboradas de acordo com as regras do MDL mostram que não existem hipóteses realistas que tornem o projeto financeiramente viável nas condições da linha de base e sem o MDL. Ao contrário, a discussão da análise de sensibilidade mostra que existem riscos significativos para a lucratividade do projeto e que o modelo financeiro para o Caso Base já inclui várias otimizações e hipóteses favoráveis feitas pelo proponente do projeto antes da Data de Início do Projeto, que foram todas documentadas no REV e comunicadas ao BNDES como base para a negociação do financiamento do projeto. Pode-se concluir que a TIR do projeto considerando as hipóteses da linha de base e sem as receitas do MDL é menor que o benchmark em uma faixa realista de hipóteses para os parâmetros de entrada da análise de sensibilidade e, portanto, que a atividade do Projeto UHE Jirau, na ausência de políticas e incentivos para investimento governamentais diretos e das receitas do MDL “não é atraente do ponto de vista financeiro/econômico” como definido pela ferramenta de adicionalidade.

Considerando a clara importância do subsídio ao investimento fornecido pelo BNDES, é interessante avaliar o impacto dele no desempenho financeiro do projeto. Se todos os benefícios das normas E- forem levados em consideração, a TIR do capital próprio para o caso base atinge 9,0%, enquanto a TIR do capital próprio com as hipóteses que caracterizam o Projeto Otimizado atinge um retorno de 10,9%. Agora, como essas condições de financiamento definem um aumento na alavancagem de 70% para energias renováveis, é necessário também confrontar esses resultados com o Benchmark Específico do Projeto, que foi calculado em 16,05%, como resultado de um aumento na exposição ao risco do investidor do capital próprio devido à alta alavancagem financeira. Essa comparação mostra que mesmo se todos os incentivos de investimento adotados pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social para promover a atividade do projeto da UHE Jirau e, portanto, a vantagem competitiva oferecida para a implementação da atividade do projeto for totalmente considerada para a análise de investimento, o retorno do capital próprio para o Caso Base e Projeto Otimizado sem RCEs está abaixo do benchmark Específico do Projeto de 16,05%, e continua a estar abaixo do Benchmark Padrão, bem como do Benchmark Predefinido.

Se as receitas da RCE forem levadas em consideração de acordo com os números projetados pelos desenvolvedores do projeto na Data de Início do Projeto, a TIR do capital próprio do Projeto UHE Jirau para o Caso Base atinge 16,7%, que está acima do benchmark Específico do Projeto e, portanto, o projeto se torna um investimento racional.

Os resultados para o Projeto Otimizado são equivalentes, embora seja necessário considerar que eles foram calculados com base em uma perspectiva hipotética da data de início do projeto e, portanto, não refletem outras evoluções, como atrasos ou excessos de custo. De qualquer forma, os resultados mostram que a conclusão da adicionalidade da atividade do projeto é sólida também na hipótese hipotética de que todas as otimizações teriam sido conhecidas na data de início do projeto.

A tabela a seguir fornece uma visão geral da TIR do capital próprio projetada, após incluir os efeitos das normas E- e das receitas da RCE, e os resultados demonstram quão benéfica pode ser a coexistência harmonizada dos incentivos do mercado de carbono internacional e dos governos nacionais para assegurar uma mitigação de GEE efetiva e de longo prazo nos países em desenvolvimento.

Projeto UHE Jirau	TIR do Capital Próprio Caso base	TIR do Capital Próprio Projeto otimizado
Com a política E- e sem as RCEs	9,7%	10,9%
Com a política E- e RCEs	16,6%	17,2%

Tabela 17. TIR do capital próprio projetada, após incluir os efeitos das normas E- e das receitas da RCE como projetado na Data de Início do Projeto

Como é claramente demonstrado, o projeto é considerado adicional, pois ele é viável financeiramente somente com base nos incentivos governamentais e com base na consideração das receitas da RCE.

Passo 3: Análise de barreiras

É amplamente reconhecido por fontes conceituadas, como o Banco Mundial (2000)¹⁸⁴ e o IPCC (2011)¹⁸⁵, que as centrais hidrelétricas enfrentam barreiras importantes, entre elas a falta de acesso a financiamento por causa da alta demanda de capital, tempo longo de construção, risco de atrasos e excessos de capital. Outra dificuldade importante é o custo alto dos juros durante a construção, pois os empréstimos têm que ser remunerados durante o período de implementação do projeto. Em reconhecimento do fato de que essas barreiras existem, a Ferramenta de adicionalidade permite identificar barreiras para investimentos realistas e confiáveis quando

“Nenhum capital privado está disponível nos mercados internacional ou doméstico de capital por causa dos riscos reais ou percebidos associados com o investimento no país onde a atividade de projeto do MDL proposta deve ser implementada”.

Por outro lado, as “Diretrizes para a demonstração e avaliação objetivas de barreiras” (Versão 1) definem que:

“As barreiras que podem ser mitigadas por meios financeiros adicionais podem ser quantificadas e representadas como custos e não devem ser identificadas como uma barreira para implementação do projeto ao realizar a análise de barreiras, mas devem ser consideradas na estrutura da análise de investimentos”.

Levando em consideração essa orientação, os PPs optaram por não implementar uma análise de barreiras, pois a barreira financeira foi ilustrada na estrutura da análise de investimentos, na qual foi possível mostrar que as condições financeiras oferecidas pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social para superar a falta de acesso a financiamento dos mercados de capital privado contribuíram para a viabilidade financeira do projeto. A importância dessa política é ilustrada pelo Banco Mundial (2000), que recomenda “a disponibilidade de financiamento de mais longo prazo com baixo custo”, para viabilizar os projetos hidrelétricos.

Que essa foi a intenção e a política do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social pode ser entendido por uma¹⁸⁶ declaração fornecida para esclarecer a base de sua política:

“Com base em uma diferenciação na remuneração básica, na ampliação da duração do financiamento, ao lado de uma maior participação no financiamento, foi possível reduzir o custo financeiro dos investimentos em energia hidrelétrica até um nível que concedeu a eles competitividade em relação ao custo financeiro das plantas de geração com base em carvão e óleo combustível”.

Agora, neste contexto, as receitas da RCE também tiveram um papel decisivo ao aumentar as receitas do projeto e, portanto, o recurso do projeto para a dívida, o que permitiu aumentar o investimento do empréstimo do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social. Isso ilustrou que o MDL era necessário não somente para melhorar a atratividade financeira do projeto, mas seu efeito em sinergia com as políticas nacionais de apoio era importante para superar as barreiras financeiras do investimento hidrelétrico. Isso é prontamente ilustrado pela análise financeira e, portanto, a Análise de Barreiras seria redundante.

¹⁸⁴ Mesma referência já introduzida na nota de rodapé 180, página62.

¹⁸⁵ Mesma referência já introduzida na nota de rodapé 11, página4.

¹⁸⁶ Mesma referência já introduzida na nota de rodapé175, página 57.

Passo 4. Análise da prática comum

Sub-passo 4a: Analisar outras atividades semelhantes à atividade do projeto proposta

De acordo com a Ferramenta de Adicionalidade, os participantes do projeto devem fornecer uma análise de quaisquer outras atividades que estejam em operação e sejam semelhantes à atividade do projeto proposta. “*Os projetos são considerados semelhantes se estão no mesmo país/região e/ou se têm como base uma tecnologia amplamente semelhante, são de uma escala similar, e ocorrem em um ambiente comparável com relação ao marco regulatório, clima de investimentos, acesso a tecnologia, acesso a financiamento, etc.*”

Para facilitar e estruturar a discussão, o parágrafo 47 da Ferramenta de Adicionalidade (versão 06.0.0) definiu uma abordagem em passos para definir e calcular a cota de plantas que são semelhantes à atividade de projeto proposta como base para a demonstração de que a atividade do projeto não é prática comum. Os passos aplicáveis são seguidos e discutidos abaixo:

Passo 1: Calcular a faixa de geração aplicável como +/-50% da capacidade da atividade de projeto proposta.

A atividade de projeto proposta foi concebida como uma usina hidrelétrica de fio d'água com capacidade instalada de 3.450 MW. Mais tarde, como consequência de otimizações identificadas pela ESB, a capacidade instalada foi aumentada para 3.750 MW. Com base nesses limites inferior e superior, a faixa de geração para esta atividade do projeto a ser considerada na análise da prática comum é de 1.725 MW a 5.625 MW.

Passo 2: Na área geográfica aplicável, identificar todas as plantas que fornecem a mesma geração ou capacidade, dentro da faixa de geração aplicável, calculada no Passo 1, como a atividade do projeto proposta e tenha iniciado a operação comercial antes da data de início do projeto. Anotar seus números N_{all} .

Como o Projeto UHE Jirau será interligado ao SIN, a área geográfica aplicável para identificar projetos possivelmente semelhantes é o território brasileiro. Usando a faixa de geração aplicável calculada no Passo 1 a partir da ferramenta de adicionalidade para filtrar o total de 2.567 centrais elétricas em operação antes da data de início do projeto em todo o território nacional¹⁸⁷, somente 4 centrais elétricas foram identificadas como estando nessa faixa, sendo todas elas grandes hidrelétricas. Não existem centrais eólicas, centrais solares, centrais termelétricas alimentadas com combustível fóssil, biomassa ou outras centrais hidrelétricas com capacidade instalada dentro da faixa estabelecida. Portanto, N_{all} é igual a 4. A lista de centrais elétricas identificadas é apresentada abaixo.

¹⁸⁷ Fonte: ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), “Capacidade de Geração do Brasil”, disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.asp>, acessado em 3 de fevereiro de 2012. As informações fornecidas neste link são constantemente atualizadas pela ANEEL para acrescentar novas plantas. As informações fornecidas neste DCP foram acessadas em 3 de fevereiro de 2012 e novas plantas com datas de comissionamento posteriores serão acrescentadas no futuro.

Central	Capacidade instalada (MW)	Proprietário	Tipo de central elétrica	Data de comissionamento
Ilha Solteira ¹⁸⁸	3.444	100% Companhia Energética de São Paulo	Hidrelétrica	1973
Paulo Afonso IV ¹⁸⁹	2.462,4	100% Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (Chesf)	Hidrelétrica	1979
Itumbiara ¹⁹⁰	2.080,5	100% Furnas Centrais Elétricas S.A.	Hidrelétrica	1980
Xingó ¹⁹¹	3.162	100% Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (Chesf)	Hidrelétrica	1994

Tabela 18. Lista das plantas na faixa de +/-50% em comparação com a capacidade instalada do Projeto

Na verdade, essas 4 grandes usinas hidrelétricas são todas de propriedade total e operadas por concessionárias governamentais federais ou estaduais. Além disso, todas elas foram desenvolvidas, financiadas, construídas e comissionadas por essas concessionárias governamentais no Modelo Estatal como explicado no Passo 1b e, portanto, antes do estabelecimento do Modelo do Ambiente de Contratação Livre (1995 a 2003) e do Novo Modelo que foi estabelecido em 2004 e que é aplicável ao desenvolvimento e implementação da atual atividade do projeto.

Passo 3: Nas plantas identificadas no Passo 2, identificar aquelas que aplicam tecnologias diferentes da aplicada na atividade de projeto proposta. Anotar seus números N_{diff} .

De acordo com o parágrafo 9 da Ferramenta de Adicionalidade, Tecnologias Diferente no contexto da prática comum são tecnologias que fornecem a mesma geração e diferem em pelo menos um dos diversos critérios listados, entre eles os seguintes:

(d) *Clima de investimento na data da decisão do investimento, entre outros:*

- (i) *Acesso à tecnologia;*
- (ii) *Subsídios ou outros fluxos financeiros;*
- (iii) *Políticas promocionais;*
- (iv) *Normas legais;*

¹⁸⁸ A UHE Ilha Solteira está localizada no rio Paraná entre os estados de São Paulo e Mato Grosso do Sul, e foi construída pela concessionária CESP do estado de São Paulo e comissionada em 1973. O reservatório da planta tem uma superfície de 1.195 km² e um volume útil do reservatório de 5,52 km³ e tem um papel importante no controle de inundação e regulação da água. A planta usa uma altura manométrica total de 41,5 m e opera 20 turbinas Francis com capacidades entre 175 e 181 MW. Detalhes disponíveis em: http://www.cesp.com.br/portalCesp/portal.nsf/V03.02/Empresa_UsinaIlha?OpenDocument.

¹⁸⁹ A UHE Paulo Afonso IV é parte de um complexo hidrelétrico (Paulo Afonso I, II, III assim como a planta Apolônio Salles) localizada no rio São Francisco, que foi construída pela concessionária federal Chesf no período entre 1955 e 1983. A planta está conectada ao reservatório Moxotó, usa uma altura manométrica total de 102,5 m e opera seis turbinas Francis, cada uma com 410 MW, que foram comissionadas entre 1979 e 1983. Detalhes disponíveis em: http://www.chesf.gov.br/portal/page/portal/chesf_portal/paginas/sistema_chesf/sistema_chesf_geracao/conteiner_geracao?p_name=8A2EEABD3BF8D002E0430A803301D002.

¹⁹⁰ A UHE Itumbiara está localizada no rio Paranaíba entre os estados de Goiás e Minas Gerais e foi construída pela concessionária federal Furnas entre 1971 e 1981. O reservatório da planta tem uma superfície de 778 km² e um volume útil do reservatório de 12,45 km³. A planta usa uma altura manométrica variável que permite um armazenamento efetivo de energia e opera seis turbinas Francis, cada uma com capacidade de 347 MW. Detalhes disponíveis em: http://www.furnas.com.br/hotsites/sistemafurnas/usina_hidr_itumbiara.asp.

¹⁹¹ A UHE Xingó está localizada no rio São Francisco, a 65 km abaixo do complexo Paulo Afonso e a mesma concessionária federal Chesf iniciou sua construção em 1987, mas por causa de problemas financeiros já citados no Passo 1b, o progresso da construção foi lento e a planta foi comissionada somente em 1994. A planta usa uma altura manométrica total de 117,9 m e opera seis turbinas Francis, cada uma com 527 MW. Detalhes estão disponíveis em http://siscom.ibama.gov.br/licenciamento_ambiental/UHE%20PCH/UHE%20Xing%c3%b3/EIA_RIMA/UHE-%20XING%c3%93-%20RIMA.pdf e http://www.chesf.gov.br/portal/page/portal/chesf_portal/paginas/sistema_chesf/sistema_chesf_geracao/conteiner_geracao?p_name=8A2EEABD3BFAD002E0430A803301D002.

Como demonstrado na tabela acima, quatro usinas hidrelétricas com capacidade instalada entre 1.725 MW e 5.625 MW e que entraram em operação comercial antes da Data de Início do Projeto da atividade do projeto foram identificadas.

De acordo com o Passo 3 do parágrafo 47 e pela definição do parágrafo 9 da Ferramenta de Adicionalidade, tecnologias diferentes são aquelas implementadas em clima de investimento diferente como caracterizado por diferentes regulamentações legais. Com base nessa definição, todas as quatro usinas hidrelétricas devem ser claramente consideradas diferentes da atividade do projeto apresentada, pois foram desenvolvidas em um contexto regulatório completamente diferente por concessionárias governamentais, o que significa critérios de investimento totalmente diferentes e que podiam ter como base um financiamento do orçamento estatal como explicado no Passo 1b.

Nas normas aplicáveis, o setor energético não era somente dominado pelas concessionárias estatais, mas era também totalmente verticalizado e as mesmas empresas atuavam nos segmentos de geração, transmissão e distribuição. Os investimentos em projetos de geração hídrica foram direcionados por programas nacionais de infra-estrutura definidos com base em prioridades estratégicas e realizados por empresas federais como Eletrobrás, Furnas e CHESF ou por concessionárias estaduais como a CESP. Nesse modelo foram construídas as maiores usinas hidrelétricas do Brasil, incluindo as 4 usinas hidrelétricas listadas acima.

É desnecessário dizer que essa estrutura regulatória não permitia o controle dos investimentos pelo setor privado e que os critérios de investimento e acesso a financiamento, assim como o perfil de risco e a exposição das concessionárias estaduais e federais não são comparáveis com aquelas que se aplicam ao desenvolvimento da atividade do projeto na nova estrutura regulatória por uma empresa do setor privado como a ESR.

Portanto, é possível concluir que as quatro centrais hidrelétricas, anteriormente mencionadas, devem ser consideradas como plantas com tecnologias diferentes, uma vez que foram construídas em diferentes contextos, condições e circunstâncias de investimento.

Por isso, é possível demonstrar e concluir que $N_{diff} = 4$.

Passo 4: Calcular o fator $F = 1 - N_{diff} / N_{all}$ representando a cota de plantas utilizando tecnologia similar àquela usada na atividade do projeto proposta, em todas as plantas que fornecem a mesma geração ou capacidade que a atividade do projeto proposta.

De acordo com a Ferramenta de Adicionalidade, a atividade de projeto proposta não é “prática comum” no Setor Elétrico Brasileiro, pois a cota de plantas $F = 1 - N_{diff} / N_{all}$ que usam uma tecnologia semelhante à tecnologia usada na atividade de projeto proposta é Zero e, portanto, abaixo do limite definido de 0,2. Além disso, o critério (b) $N_{all} - N_{diff}$, que calcula o número total de plantas que são semelhantes à atividade de projeto proposta dá um valor Zero e, portanto, isso também fica abaixo do limite definido de 3. A tabela abaixo mostra que as duas condições são atendidas e, portanto, que no momento da Data de Início do Projeto não existia planta semelhante em operação no Brasil.

Parâmetros	Valores/Resultados
N_{all}	4
N_{diff}	4
$F = 1 - (N_{diff} / N_{all})$	0,00
$N_{all} - N_{diff}$	0,00

Tabela 19 - Parâmetros e valores aplicados na análise da prática comum

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

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

Como o sub-passo 4a concluiu que não existem projetos que sejam semelhantes à atividade do projeto apresentada, nenhuma discussão sobre quaisquer opções semelhantes é possível ou exigida e, portanto, o Sub-passo 4b não se aplica.

De acordo com a metodologia ACM0002 (versão 13.0.0), se os sub-passos 4a e 4b forem satisfeitos, (i) atividades semelhantes não possam ser observadas ou (ii) atividades semelhantes são observadas, mas as distinções essenciais entre a atividade do projeto e as atividades semelhantes podem ser razoavelmente explicadas, então a atividade do projeto proposta é adicional.

B.6. Reduções de emissões**B.6.1. Explicação das escolhas metodológicas**

De acordo com a metodologia ACM0002 (versão 13.0.0), as reduções de emissões (ER_y) são calculadas como a seguir:

$$ER_y = BE_y - PE_y$$

Onde:

ER_y = Reduções de emissões no ano y (tCO_2e);
 BE_y = Emissões da linha de base no ano y (tCO_2);
 PE_y = Emissões do projeto no ano y (tCO_2e).

Emissões do projeto

De acordo com a metodologia ACM0002 (versão 13.0.0), para a maioria das atividades de projeto de energia renovável, as emissões do projeto são zero ($PE_y = 0$). No entanto, para centrais hidrelétricas que resultam em novo reservatório (o caso do Projeto UHE Jirau), os proponentes do projeto devem considerar as emissões do projeto, avaliadas da seguinte forma:

As emissões do projeto devem ser calculadas da seguinte forma:

$$PE_y = PE_{FF,y} + PE_{GP,y} + PE_{HP,y}$$

Onde:

PE_y = Emissões do projeto no ano y (tCO_2e/ano);
 $PE_{FF,y}$ = Emissões do projeto decorrentes do consumo de combustível fóssil no ano y (tCO_2e/ano);
 $PE_{GP,y}$ = Emissões do projeto decorrentes da operação de centrais elétricas geotérmicas devido à liberação de gases não condensáveis no ano y (tCO_2e/ano);
 $PE_{HP,y}$ = Emissões do projeto decorrentes de reservatórios de água de centrais hidrelétricas no ano y (tCO_2e/ano).

As emissões do projeto decorrentes do consumo de combustível fóssil ($PE_{FF,y}$) são aplicáveis somente a projetos geotérmicos e termelétricos solares e, de acordo com a metodologia ACM0002 (versão 13.0.0), qualquer uso de combustíveis fósseis para fins de reserva ou emergências (por exemplo: geradores a diesel) em centrais hidrelétricas pode ser desprezado. Portanto, essa variável não é aplicável à Usina Hidrelétrica Jirau.

As emissões do projeto decorrentes da operação de centrais elétricas geotérmicas devido à liberação de gases não condensáveis ($PE_{GP,y}$) é específica somente para atividades de projeto geotérmico e, portanto, também não aplicável à Usina Hidrelétrica Jirau.

Conseqüentemente, $PE_y = PE_{HP,y}$.

Emissões a partir de reservatórios de água de centrais hidrelétricas ($PE_{HP,y}$)

Para atividades do projeto de energia hidrelétrica que resultam em um único ou múltiplos reservatórios novos e atividades do projeto de energia hidrelétrica que resultam no aumento de um único ou múltiplos reservatórios existentes, os proponentes do projeto devem considerar as emissões de CH_4 e CO_2 do reservatório, estimadas como a seguir:

- (a) Se a densidade de potência dos reservatórios únicos ou múltiplos (PD) da central elétrica for maior do que 4 W/m^2 e menor ou igual a 10 W/m^2 :

$$PE_{HP,y} = \frac{EF_{Res} \cdot TEG_y}{1000}$$

Onde:

- $PE_{HP,y}$ = Emissões do projeto a partir dos reservatórios de água (tCO_2e/ano);
 EF_{Res} = Fator de emissão padrão para emissões de reservatórios de centrais hidrelétricas ($kgCO_2e/MWh$);
 TEG_y = Eletricidade total produzida pela atividade do projeto, incluindo a eletricidade fornecida à rede e a eletricidade fornecida para cargas internas, no ano y (MWh).

- (b) Se a densidade de potência (PD) da central elétrica for maior que 10 W/m^2 :

$$PE_y = 0$$

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

$$PD = \frac{Cap_{PJ} - Cap_{BL}}{A_{PJ} - A_{BL}}$$

Onde:

- PD = Densidade de potência da atividade do projeto, em W/m^2 ;
 Cap_{PJ} = Capacidade instalada da central hidrelétrica após a implementação da atividade do projeto (W);
 Cap_{BL} = Capacidade instalada da central hidrelétrica antes da implementação da atividade do projeto (W). Para novas centrais hidrelétricas, este valor é zero;
 A_{PJ} = Área dos reservatórios únicos ou múltiplos medida na superfície da água, após a implementação da atividade do projeto, quando o reservatório estiver cheio (m^2);
 A_{BL} = Área dos reservatórios únicos ou múltiplos medida na superfície da água, antes da implementação da atividade do projeto, quando o reservatório estiver cheio (m^2). Para novos reservatórios, esse valor é zero.

A regra para calcular a Densidade de Potência como base para a definição das Emissões do Projeto foi estabelecida no EB 23 e definida no Anexo 5¹⁹² da reunião. A decisão define Densidade de Potência como “capacidade instalada de geração de energia dividida pela área de superfície inundada”. O fato de que a superfície do rio natural não deve ser considerada “área de superfície inundada” foi mais tarde reforçado

¹⁹² Disponível em http://cdm.unfccc.int/EB/023/eb23_repan5.pdf.

pela resposta ao pedido de esclarecimento AM_CLA_0049¹⁹³ que faz referência à definição de “*área de superfície inundada*” e solicita saber se ela é equivalente à área do reservatório sem a superfície original do rio. A resposta a esse pedido foi clara definindo que a questão real a ser considerada é “*se novas áreas são ou não inundadas por causa da implementação da central hidrelétrica do projeto*”. Com base nesse princípio a resposta ao pedido de esclarecimento foi clara determinando que o cálculo da Densidade de Potência deve ser calculado com base na: “*área inundada aumentada medida na superfície da água*”.

Com base nesse conceito, os Participantes do Projeto entenderam que a Área do Reservatório para o cálculo da Densidade de Potência deve ser descontada do leito do rio original, pois este não representa a “*área de superfície inundada*”. Na realidade, essa interpretação é de especial relevância para projetos que foram desenvolvidos com o objetivo específico de minimizar a área inundada adicional gerando eletricidade com baixa altura manométrica diretamente no leito do rio. Essa medida evita o desvio do rio e não altera os volumes da vazão e a área adicional inundada é mínima, pois a maior parte dos reservatórios de fio d’água está contida no leito do rio original. Além dessas características gerais de centrais hidrelétricas de fio d’água com baixa altura manométrica, a UHE Jirau adota uma regra operacional inovadora com cota variável para acompanhar a hidrologia original do rio com inundações altas em janeiro e março e nível menor durante o resto do ano. Portanto, um cálculo exato da área do reservatório criado pelo projeto levaria em consideração a variação do reservatório de acordo com a estação específica em comparação com a superfície média do rio natural. Como mostrado na Tabela 2 deste DCP, o reservatório na estação seca é somente marginalmente maior que o leito do rio natural e, mesmo na estação chuvosa, quando o rio natural de qualquer forma inundaria áreas grandes, a área inundada aumentada é comparável em superfície à superfície média do rio natural.

Nesse contexto, abandonar o princípio original de calcular a Densidade de Potência com base na “*área inundada aumentada*” fornece uma distorção indevida para projetos que foram otimizados para gerar eletricidade com baixa altura manométrica e, portanto, capacidade instalada e rendimento de energia menores para minimizar a área inundada adicional quando o próprio leito do rio original já corresponde à maior parte da superfície do reservatório.

Apesar desse ponto de vista, os Participantes do Projeto decidiram calcular a Densidade de Potência mínima possível com base na superfície do reservatório cheio, incluindo a superfície do rio original, na cota máxima de 90 m acima do nível do mar como definido pelas regras operacionais. Os dados para esse cálculo foram elaborados pela Topocart, uma empresa de consultoria independente, especializada neste campo, com base em estudos topográficos¹⁹⁴.

Além disso, a ESBR irá monitorar e informar continuamente a cota do reservatório (nível da água no reservatório) e a superfície do reservatório correspondente durante a vida útil operacional do projeto, de acordo com os requerimentos regulatórios brasileiros. Os resultados serão continuamente informados ao Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Além disso, a metodologia será revisada anualmente de acordo com as exigências da Agência Nacional de Águas (ANA). Essa metodologia permitirá um monitoramento contínuo da Densidade de Potência das atividades do projeto com base na medição da cota do reservatório e da superfície do reservatório correspondente com base em uma metodologia oficial e revisada anualmente.

Com base nesse conceito, a Densidade de Potência (PD) mínima foi calculada como a seguir:

Cap _{PJ} =	3.750.000.000 W
Cap _{BL} =	0 (zero) W

¹⁹³

Disponível

em:

http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/AM_CLAR_T74PW4LXB5ZQRSRV57CR6RIKBALHHE.

¹⁹⁴ Fontes: Planilha Informações da Usina ANEEL_24_out_2011 e estudo topográfico preparado pela Topocart (recebido pela ESBR em 3 de julho de 2012).

$A_{PJ} =$	$361.600.000 \text{ m}^2$
$A_{BL} =$	0 (zero) m^2

Assim:

$$PD = \frac{3,750,000,000 - 0}{361,600,000 - 0} = 10,37 \text{ W/m}^2.$$

Conseqüentemente, como a densidade de potência (PD) da central elétrica é maior que 10 W/m^2 , então, as emissões do projeto são zero ($PE_y = 0$), que está alinhado com a opção (b) acima. Como resultado, a equação apresentada na opção (a) acima não se aplica.

Entretanto, como medida preventiva, os Participantes do Projeto irão monitorar continuamente a Cota e a Área do Reservatório e a Densidade de Potência, assim como as variáveis $PE_{HP,y}$, EF_{Res} e TEG_y para permitir o cálculo e o desconto das Emissões do Projeto alinhados com a equação disponível na opção (a) acima, se, durante qualquer período de tempo, a Densidade de Potência cair temporariamente abaixo do limite de 10 W/m^2 .

Para permitir esse monitoramento contínuo, todas as variáveis relevantes estão sendo medidas diariamente ou a cada hora para detectar e determinar qualquer período de Densidade de Potência abaixo do limite e para permitir o cálculo pertinente das Emissões do Projeto com base no TEG_y como observado durante o período em questão. No entanto, como a Densidade de Potência mínima calculada na medida máxima da superfície do reservatório para a cota operacional máxima fica acima do limite de 10 W/m^2 , as emissões do projeto não devem ocorrer, e PE_y é considerado zero para fins das estimativas das reduções de emissões.

No caso em que, durante qualquer período de tempo, durante a operação do projeto e durante o período de monitoramento, for verificado que a Densidade de Potência está abaixo de 10 W/m^2 , as Emissões do Projeto (PE_y) serão contempladas no cálculo da Redução de Emissões do Projeto (ER_y).

Como resultado, as reduções de emissões do projeto (ER_y) serão as emissões da linha de base (BE_y) menos quaisquer Emissões do Projeto (PE_y) aplicáveis como calculado durante os períodos de Densidade de Potência reduzida abaixo de 10 W/m^2 . Portanto, $ER_y = BE_y - PE_y$.

Emissões da linha de base

As emissões da linha de base incluem somente as emissões de CO_2 decorrentes da geração de eletricidade em centrais elétricas alimentadas com combustível fóssil que são deslocadas em decorrência da atividade do projeto. A metodologia ACM0002 (versão 13.0.0) considera que toda a geração de eletricidade do projeto acima dos níveis da linha de base teria sido gerada por centrais elétricas interligadas à rede existentes e pela adição de novas centrais elétricas interligadas à rede. As emissões da linha de base devem ser calculadas da seguinte forma:

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

Onde:

BE_y = Emissões da linha de base no ano y (tCO_2/ano);

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

$EF_{rede,CM,y}$ = Fator de emissão de CO_2 da margem combinada para a geração de energia interligada à rede no ano y calculado usando a última versão da “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico” (tCO_2/MWh).

O Projeto UHE Jirau é um projeto totalmente novo, portanto, de acordo com a metodologia ACM0002 (versão 13.0.0), o cálculo de $EG_{PJ,y}$ para (a) plantas totalmente novas é descrito abaixo:

(a) Centrais elétricas de energia renovável totalmente novas

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

Onde:

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

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

Fugas

De acordo com a metodologia ACM0002 (versão 13.0.0), nenhuma emissão proveniente de fugas foi considerada. As principais emissões que potencialmente provocam fugas no contexto de projetos do setor elétrico são emissões que surgem em decorrência de atividades como a construção da central elétrica e emissões a montante decorrentes do uso de combustível fóssil (por exemplo, extração, processamento e transporte). Essas fontes de emissões são negligenciadas.

Reduções de emissões

As reduções de emissões são calculadas como a seguir:

$$ER_y = BE_y - PE_y$$

Onde:

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

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

PE_y = Emissões do projeto no ano y (tCO₂/ano).

O fator de emissão para o deslocamento de eletricidade ($EF_{electricity}$) corresponde ao fator de emissão da rede ($EF_{electricity,y} = EF_{grid,y}$) e o cálculo de $EF_{grid,y}$ é feito seguindo os procedimentos estabelecidos na “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”.

Passo 1. Identificar o sistema de energia elétrica relevante

De acordo com a “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico” (versão 02.2.1), para fins de determinação dos fatores de emissão de eletricidade, é necessário identificar o sistema elétrico do projeto relevante. De forma semelhante, é necessário identificar quaisquer sistemas elétricos interligados.

Se um sistema elétrico interligado estiver localizado parcialmente ou totalmente em países do Anexo 1, então o fator de emissão desse sistema elétrico interligado deverá ser considerado zero. Isso não se aplica ao Brasil, onde a atividade do projeto está localizada, pois o Brasil é um país não incluído no Anexo 1 e seu sistema elétrico interligado não está localizado parcialmente nem totalmente em países do Anexo 1.

De acordo com a “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico” (versão 02.2.1), se a AND do país anfitrião publicou um delineamento do sistema elétrico do projeto e dos sistemas elétricos interligados, esses delineamentos devem ser usados.

Isso se aplica ao Brasil, onde a atividade do projeto está localizada, pois a AND brasileira publicou um delineamento oficial do sistema elétrico do projeto no Brasil, considerando um sistema elétrico interligado¹⁹⁵.

Portanto, o Sistema Interligado Nacional (SIN) é definido como a rede relevante para a atividade do projeto.

Passo 2. Escolher se as centrais elétricas fora da rede devem ser incluídas nos sistemas elétricos do projeto

De acordo com a “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico” (versão 02.2.1), os participantes do projeto podem escolher uma das duas opções a seguir para calcular o fator de emissão da margem de operação e da margem de construção:

Opção I: Somente as centrais elétricas da rede são incluídas no cálculo.

Opção II: Tanto as centrais elétricas da rede quanto as centrais elétricas fora da rede são incluídas no cálculo.

A opção I foi escolhida para a atividade do projeto, uma vez que os fatores de emissão da margem de operação e da margem de construção calculados pela AND brasileira ou alternativamente calculados pelo desenvolvedor do projeto são baseados em dados das plantas interligadas à rede.

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 feito com base em um dos seguintes métodos, que são descritos no Passo 4:

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

A AND brasileira é responsável pelo cálculo dos fatores de emissão de OM e de BM no Brasil. Para fins do cálculo do fator de emissão da OM, a AND brasileira usa o método c) OM da análise dos dados de despacho.

Para a análise dos dados de despacho da margem de operação ($EF_{grid,OM-DD,y}$), é necessário usar o ano em que a atividade do projeto desloca eletricidade da rede e atualizar o fator de emissão anualmente durante o monitoramento.

Somente para fins das estimativas das reduções de emissões, foi usado o fator de emissão da margem de operação no Brasil do ano de 2010 para o processo de validação. No entanto, para fins de verificação, o fator de emissão da margem de operação será atualizado anualmente.

Passo 4. Calcular o fator de emissão da margem de operação de acordo com o método selecionado

O fator de emissão da análise dos dados de despacho da margem de operação ($EF_{grid,OM-DD,y}$) é determinado com base nas unidades geradoras que são efetivamente despachadas na margem durante cada hora h em que o projeto está deslocando eletricidade da rede. Essa abordagem não se aplica para dados históricos e, portanto, exige o monitoramento anual de $EF_{grid,OM-DD,y}$.

¹⁹⁵ Resolução nº 8 da AND brasileira, datada de 26 de maio de 2008, disponível em http://www.mct.gov.br/upd_blob/0024/24833.pdf, acessada em 15 de fevereiro de 2012.

O fator de emissão é calculado como a seguir:

$$EF_{grid,OM-DD,y} = \frac{\sum_h EG_{PJ,m} \times EF_{EL,DD,h}}{EG_{PJ,y}}$$

Onde:

$EF_{grid,OM-DD,y}$ = Fator de emissão de CO₂ da análise dos dados de despacho da margem de operação no ano y (tCO₂/MWh);

$EG_{PJ,h}$ = Eletricidade deslocada pela atividade do projeto na hora h do ano y (MWh);

$EF_{EL,DD,h}$ = Fator de emissão de CO₂ para unidades geradoras no topo da ordem de despacho na hora h no ano y (tCO₂/MWh);

$EG_{PJ,y}$ = Eletricidade total deslocada pela atividade do projeto no ano y (MWh);

h = Horas no ano y nas quais a atividade do projeto está deslocando eletricidade da rede;

y = Ano no qual a atividade do projeto está deslocando eletricidade da rede;

Como afirmado anteriormente, o cálculo do fator de emissão da margem de operação ($EF_{grid,OM-DD,y}$) com base no método da análise dos dados de despacho é atualmente realizado pela AND brasileira, de acordo com os dados de despacho fornecidos pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

Para estimar as reduções de emissões para o primeiro período de obtenção de créditos foi usado o $EF_{grid,OM-DD,2010}$ médio.

Passo 5. Calcular o fator de emissão da margem de construção (BM)

A AND brasileira é responsável pelo cálculo do fator de emissão da BM no Brasil¹⁹⁶.

Em termos de período de dados, os participantes do projeto podem escolher entre uma das duas seguintes opções:

Opção 1: Para o primeiro período de créditos, calcular o fator de emissão da margem de construção ex-ante com base nas informações mais recentes disponíveis sobre as unidades já construídas para o grupo de amostra m quando do envio do MDL - DCP à EOD para validação. Para o segundo período de créditos, o fator de emissão da margem de construção deve ser atualizado com base nas informações mais recentes disponíveis sobre as unidades já construídas quando do envio da solicitação de renovação do período de obtenção de créditos para a EOD. Para o terceiro período de créditos, deverá ser usado o fator de emissão da margem de construção calculado para o segundo período de créditos. Essa opção não exige o monitoramento do fator de emissão durante o período de créditos.

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

A *Opção 1* foi escolhida para o projeto proposto.

¹⁹⁶ Disponível em: <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/307492.html>, acessado em 15 de fevereiro de 2012.

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

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

Onde:

- $EF_{grid,BM,y}$ = Fator de emissão de CO₂ da margem de construção no ano y (tCO₂/MWh);
 $EG_{m,y}$ = Quantidade líquida de eletricidade gerada e alimentada na rede pela unidade geradora m no ano y (MWh)
 $EF_{EL,m,y}$ = Fator de emissão de CO₂ da unidade geradora m no ano y (tCO₂/MWh);
 m = Unidades geradoras incluídas na margem de construção;
 y = Ano histórico mais recente para o qual estão disponíveis os dados de geração de eletricidade

O fator de emissão de CO₂ de cada unidade geradora m ($EF_{EL,m,y}$) deve ser determinado conforme a orientação no passo 4 (a) para a OM simples usando as opções A1, A2 ou A3, usando para y o ano histórico mais recente para o qual estão disponíveis os dados de geração de eletricidade e usando para m as unidades geradoras incluídas na margem de construção.

O fator de emissão da margem de construção é calculado pela AND brasileira¹⁹⁷ e, no caso de a AND brasileira descontinuar a publicação desses dados durante o período de monitoramento, os dados exigidos serão calculados pelos participantes do projeto.

O fator de emissão da margem de construção para 2010, como publicado pela AND brasileira, será usado para uma estimativa *ex-ante* das RCEs que serão geradas como resultado da implementação do projeto. Portanto, a BM é fixa para o primeiro período de créditos. O período de dados de 2010 foi adotado para o cálculo da margem de construção, pois são os dados mais recentes disponíveis até o início do processo de validação.

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

De acordo com a “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico” (versão 02.2.1), o cálculo do fator de emissão da margem combinada (CM) ($EF_{grid,CM,y}$) é feito com base em um dos seguintes métodos:

- (a) Margem combinada média ponderada; ou
(b) Margem combinada simplificada.

A Atividade do Projeto UHE Jirau usou a opção (a) para calcular o fator de emissão da margem combinada.

O fator de emissão da margem combinada é calculado de acordo com a seguinte equação:

$$EF_{grid,CM,y} = w_{OM} * EF_{grid,OM,y} + w_{BM} * EF_{grid,BM,y}$$

Onde:

¹⁹⁷ Disponível em: <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/327813.html#ancora>, acessado em 15 de fevereiro de 2012.

$EF_{grid,BM,y}$ = Fator de emissão de CO₂ da margem de construção no ano y (tCO₂/ MWh);

$EF_{grid,OM,y}$ = Fator de emissão de CO₂ da margem de operação no ano y (tCO₂/ MWh);

W_{OM} = Ponderação do fator de emissão da margem de operação (%);

W_{BM} = Ponderação do fator de emissão da margem de construção (%).

A “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico” recomenda que os seguintes valores padrões devem ser usados para W_{OM} e W_{BM} :

- Atividades de projeto de geração de energia eólica e solar: $W_{OM} = 0,75$ e $W_{BM} = 0,25$ para o primeiro período de créditos e para os períodos de créditos subsequentes;
- 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 o terceiro períodos de créditos, a menos que esteja especificado de outro modo na metodologia aprovada que se refere a essa ferramenta.

Dessa forma, para a Usina Hidrelétrica Jirau, foram adotados os seguintes pesos: $W_{OM} = 0,50$ e $W_{BM} = 0,50$.

Portanto, somente para fins das estimativas das reduções de emissões, os seguintes valores foram considerados:

$w_{OM} = 0,50$;

$W_{BM} = 0,50$;

$EF_{grid,OM,2010} = 0,4787$ tCO₂e/MWh¹⁹⁸; e

$EF_{grid,BM,2010} = 0,1404$ tCO₂e/MWh²⁰⁹.

Assim:

$EF_{grid,CM,2010} = w_{OM} * EF_{grid,OM,2010} + w_{BM} * EF_{grid,BM,2010}$

$EF_{grid,CM,2010} = 0,5 * 0,4787 + 0,5 * 0,1404 = 0,3095$ tCO₂/MWh

OBSERVAÇÃO: Esse é um número estimado para fins de cálculo das estimativas das reduções de emissões para a atividade do projeto. Embora a Margem de Construção (BM) seja determinada como fixa (ex-ante) para o primeiro período de créditos, a Margem de Operação (OM) e a Margem Combinada (CM) resultante devem ser atualizadas anualmente com base nos dados e cálculos fornecidos pela AND brasileira¹⁹⁹.

¹⁹⁸ Mesma referência da introduzida anteriormente na nota de rodapé 197, página 76.

¹⁹⁹ Mesma referência da introduzida anteriormente na nota de rodapé 196, página 75.

B.6.2. Dados e parâmetros fixados ex-ante

Todas as tabelas abaixo estão de acordo com o modelo de tabela fornecido nas “Diretrizes para preenchimento do formulário do documento de concepção do projeto” (versão 01.0), EB 66, Anexo 8.

Dado / Parâmetro	$EF_{grid,BM,2010}$
Unidade	tCO ₂ /MWh
Descrição	Fator de emissão da margem de construção do Sistema Interligado Nacional (SIN).
Fonte do dado	AND brasileira.
Valor(es) aplicados	0,1404 ²⁰⁰
Escolha do dado ou Métodos e procedimentos de medição	O fator de emissão da margem de construção do Sistema Interligado Nacional é calculado pela AND brasileira aplicando todos os passos, dados e variáveis requeridos pela última versão da “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”. Esses dados ficarão armazenados eletronicamente e de acordo com os procedimentos internos, até 2 anos após o final do período de créditos.
Propósito do dado	Definir o fator de emissão da margem de construção como ex-ante. Esse dado/informação será usado para o cálculo das reduções de emissões.
Comentário adicional	Esse valor deve ser usado para o primeiro período de créditos. O fator de emissão da margem de construção se baseia nos dados do ano de 2010 e foi definido como <i>ex-ante</i> pelos participantes do projeto. Para obter mais detalhes, veja o Anexo 3.

Dado / Parâmetro	EF_{Res}
Unidade	kgCO ₂ /MWh
Descrição	Fator de emissão padrão para emissões de reservatório.
Fonte do dado	Decisão pelo EB23.
Valor(es) aplicados	90 kgCO ₂ /MWh
Escolha do dado ou Métodos e procedimentos de medição	Este é um valor padrão que deve ser aplicado na equação das emissões do projeto a ser usado somente se, em algum momento, a densidade de potência cair abaixo do nível mínimo de 10 W/m ² . Então, o cálculo e a consideração adequados das emissões do projeto serão levados em consideração.
Propósito do dado	Este é um valor padrão que deve ser aplicado na equação das emissões do projeto para calcular a emissão do reservatório da central hidrelétrica ($PE_{HP,y}$).
Comentário adicional	Não se espera que ocorram emissões do projeto. No entanto, caso inesperadamente ocorram essas emissões do projeto, essas serão monitoradas continuamente, consideradas ativamente no plano de monitoramento e descontadas adequadamente das reduções de emissões do projeto para o respectivo período em dias no qual a densidade de potência possa ser menor que 10 W/m ² . Para evitar dúvidas, no caso de poder ser identificado que a densidade de potência (PD) está entre 10 W/m ² e 4 W/m ² durante um ou mais dias em um período de monitoramento, então, os participantes do projeto irão calcular e deduzir as emissões do projeto correspondentes ao número de dias no período de monitoramento correspondente (exemplo: se $10 \text{ W/m}^2 \geq PD \geq 4 \text{ W/m}^2$ para 3 dias em 365 dias, então, as emissões do projeto relacionadas a esses 3 dias serão aplicadas e descontadas do total de 365 dias).

Dado / Parâmetro	CAP_{BL}
-------------------------	------------

²⁰⁰ Mesma referência da introduzida anteriormente na nota de rodapé 197, página 76.



Unidade	W
Descrição	Capacidade instalada da central hidrelétrica antes da implementação da atividade do projeto.
Fonte do dado	Local do projeto.
Valor(es) aplicados	0
Escolha do dado ou Métodos e procedimentos de medição	-
Propósito do dado	Confirmar a capacidade instalada antes da implementação do projeto. Como este é um projeto totalmente novo e nenhum equipamento de geração foi instalado antes, CAP_{BL} é zero. Esse dado/informação será usado no cálculo da densidade de potência.
Comentário adicional	De acordo com a ACM0002 (versão 13.0.0), para novas centrais hidrelétricas, este valor é zero, que é o caso do Projeto UHE Jirau.

Dado / Parâmetro	A_{BL}
Unidade	m^2
Descrição	Área dos reservatórios únicos ou múltiplos medida na superfície da água, antes da implementação da atividade do projeto, quando o reservatório estiver cheio.
Fonte do dado	Local do projeto.
Valor(es) aplicados	0 (zero)
Escolha do dado ou Métodos e procedimentos de medição	De acordo com a ACM0002 (versão 13.0.0), para novas centrais hidrelétricas, este valor é zero.
Propósito do dado	Confirmar a área de superfície do(s) reservatório(s) único ou múltiplo(s) medida antes da implementação do projeto. Esses dados/informações serão usados no cálculo da densidade de potência.
Comentário adicional	Embora a metodologia ACM0002 (versão 13.0.0) afirme que para novos reservatórios, esse valor deve ser zero, de acordo com o Esclarecimento do Painel de Metodologias AM_CLA_0049 ²⁰¹ , enviado em 7 de junho de 2007, “ <i>a equação correta será a capacidade energética aumentada dividida pela área inundada aumentada medida na superfície da água</i> ”. No entanto, para concluir rapidamente o processo de validação, os participantes do projeto aceitaram adotar a área da superfície do rio (A_{BL}) como 0 (zero).

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

Emissões do projeto

De acordo com a metodologia ACM0002 (versão 13.0.0), para a maioria das atividades de projeto de energia renovável, as emissões do projeto são zero ($PE_y = 0$). No entanto, para centrais hidrelétricas que resultam em novo reservatório (o caso do Projeto UHE Jirau), os proponentes do projeto devem considerar as emissões do projeto dependendo da Densidade de Potência (PD), estimada como a seguir:

$Cap_{PJ} =$	3.750.000.000 W
$Cap_{BL} =$	0 (zero) W

²⁰¹ Mesma referência da introduzida anteriormente na nota de rodapé 193, página 71.



$A_{PJ} =$	361.600.000 m ²
$A_{BL} =$	0 (zero) m ²

Assim:

$$PD = \frac{3,750,000,000 - 0}{361,600,000 - 0} = 10,37 \text{ W/m}^2.$$

Conseqüentemente, $PE_y = 0$.

Emissões da linha de base

As emissões da linha de base incluem somente as emissões de CO₂ decorrentes da geração de eletricidade em centrais elétricas alimentadas com combustível fóssil que são deslocadas em função da atividade do projeto, calculadas como a seguir para o período em que o projeto está em plena operação:

$$BE_y = (19.967.544) \times 0,3095$$

$$BE_y = 6.180.620 \text{ tCO}_2/\text{ano}$$

Onde:

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

$EG_{PJ,y}$ = 19.967.544 MWh²⁰²;

$EF_{grid,CM,y}$ = 0,3095 tCO₂/MWh.

Fugas

As possíveis principais emissões provocadas por fugas, no contexto de projetos do setor elétrico, são as emissões que ocorrem por causa de atividades como construção de central elétrica, transporte de materiais, manuseio de combustíveis (extração, processamento e transporte) e inundação de terras (para projetos de hidrelétricas - veja acima). Os participantes do projeto não precisam considerar essas fontes de emissão como fugas ao aplicar esta metodologia. As atividades de projeto que usam essa metodologia de linha de base não devem reivindicar nenhum crédito para o projeto devido à redução dessas emissões para abaixo do nível do cenário da linha de base.

Reduções de emissões

As reduções de emissões são calculadas como a seguir:

$$ER_y = BE_y - PE_y$$

$$ER_y = 6.180.620 - 0$$

$$ER_y = 6.180.620 \text{ tCO}_2$$

²⁰² A quantidade de geração de eletricidade líquida projetada para ser fornecida pela unidade/planta do projeto à rede por ano corresponde à Energia Firme de 2.279,4 MW, conforme definido pela EPE (*mesma referência da introduzida anteriormente na nota de rodapé 20, página 8*), multiplicada por 8.760 horas por ano (24 horas/dia x 365 dias/ano), que resulta em 19.967.544 MWh. Dessa forma, o Fator de Carga da Planta (FCP) pode ser obtido dividindo-se a Energia Firme de 2.279,4 MW pela capacidade instalada nominal de 3.750 MW, resultando em um FCP = 60,78% (*mesma referência da introduzida anteriormente na nota de rodapé 21, página 8*). Esse raciocínio está alinhado com o parágrafo 3 (b) das "Diretrizes para reportar e validar fatores de carga de planta" (versão 01).

De acordo com as fórmulas apresentadas na seção B.6.1., os principais valores do fator de emissão são apresentados abaixo:

$$EF_{grid, BM, 2010} = 0,1404 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$$

$$EF_{grid, OM-DD, 2010} = 0,4787 \text{ tCO}_2/\text{MWh}.$$

Os pesos padrão são os seguintes: $w_{OM} = 0,5$ e $w_{BM} = 0,5$, fixados para o primeiro período de créditos. Isso resulta em:

$$EF_{grid, CM, 2010} = 0,5 * 0,4787 + 0,5 * 0,1404 = 0,3095 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$$

OBSERVAÇÃO: Esse é um número estimado para fins de cálculo das estimativas das reduções de emissões para a atividade do projeto. Embora a Margem de Construção (BM) seja determinada como fixa (ex-ante) para o primeiro período de créditos, a Margem de Operação (OM) e a Margem Combinada (CM) resultante devem ser atualizadas anualmente com base nos dados e cálculos fornecidos pela AND brasileira²⁰³.

B.6.4. Resumo das estimativas ex-ante das reduções de emissões

Ano	Emissões da linha de base (tCO ₂ e)	Emissões do projeto (tCO ₂ e)	Fugas (tCO ₂ e)	Reduções de emissões (tCO ₂ e) ²⁰⁴
De 01/07/2013 a 31/12/2013	3.090.310	0	0	3.090.310
2014	6.180.620	0	0	6.180.620
2015	6.180.620	0	0	6.180.620
2016	6.180.620	0	0	6.180.620
2017	6.180.620	0	0	6.180.620
2018	6.180.620	0	0	6.180.620
2019	6.180.620	0	0	6.180.620
De 01/01/2020 a 30/06/2020	3.090.310	0	0	3.090.310
Total	43.264.343	0	0	43.264.343
Número total de anos de crédito	7			
Média anual durante o período de obtenção de créditos	6.180.620	0	0	6.180.620

B.7. Plano de monitoramento

B.7.1. Dados e parâmetros a serem monitorados

Todas as tabelas abaixo estão de acordo com o modelo de tabela fornecido nas “Diretrizes para preenchimento do formulário do documento de concepção do projeto” (versão 01.0), EB 66, Anexo 8.

Dado / Parâmetro	$EG_{facility,y} = EG_{PJ,y}$
Unidade	MWh/ano

²⁰³ Mesma referência da introduzida anteriormente na nota de rodapé 196, página 75.

²⁰⁴ O fator de emissão da margem combinada usado para essa estimativa foi calculado usando o fator de emissão da margem de operação de 2010 e o fator de emissão da margem de construção de 2010 (o fator de emissão da margem de construção de 2011 ainda não está disponível até a data na qual o DCP foi publicado para o processo de consulta pública internacional). Esses fatores de emissão são disponibilizados pela AND brasileira através deste link <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/333695.html#ancora>.



Descrição	<i>Quantidade de geração de eletricidade líquida fornecida pela unidade/planta do projeto à rede no ano y.</i>
Fonte do dado	Medidor(es) de eletricidade.
Valor(es) aplicados	9.983.772 MWh para o primeiro ano-calendário (de 01 de julho a 31 de dezembro de 2013) 19.967.544 MWh para os anos subsequentes.
Métodos e procedimentos de medição	<p>Os seguintes parâmetros devem ser medidos:</p> <ul style="list-style-type: none">(i) A quantidade de eletricidade fornecida pela planta/unidade do projeto à rede; e(ii) A quantidade de eletricidade da rede alimentada na planta/unidade do projeto. <p>Os medidores de eletricidade a serem instalados na atividade do projeto são do tipo “bidirecional”, portanto, capazes de medir contínua e automaticamente ambas a eletricidade fornecida pela planta/unidade do projeto à rede e a eletricidade fornecida para a planta/unidade do projeto da rede. Além disso, espera-se que os medidores de energia do tipo “bidirecional” forneçam diretamente os dados, já considerando a quantidade líquida de eletricidade fornecida pela planta/unidade do projeto à rede e sem distinção entre (i) e (ii) como descrito acima, ou seja, descontando automaticamente os eventuais consumos de eletricidade da rede da quantidade de eletricidade despachada para a rede.</p> <p>Mais detalhes sobre os métodos e procedimentos de medição estão disponíveis na seção B.7.3 abaixo.</p>
Frequência de monitoramento	Medição contínua e, pelo menos, registro mensal.
Procedimentos de GQ/CQ:	<p>Eletricidade fornecida pela atividade do projeto à rede.</p> <p>A quantidade de geração líquida de eletricidade fornecida pela unidade/planta do projeto para a rede precisa ser verificada através do banco de dados da CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica), que é a fonte oficial e mais confiável de informação para essa finalidade.</p> <p>As notas fiscais da eletricidade vendida não podem ser usadas para fins de verificação cruzada, pois as notas fiscais indicarão somente o valor monetário a ser pago e não a quantidade de eletricidade vendida para a rede.</p> <p>No entanto, isso não afetará o monitoramento desse parâmetro nem comprometerá a qualidade dos dados, pois a finalidade da CCEE é realizar as transações atacadas e a comercialização da energia elétrica dentro do Sistema Interligado Nacional, nos Ambientes de Contratação Regulada e Contratação Livre e no mercado spot. Além disso, a CCEE está encarregada da liquidação financeira de transações de mercado de curto prazo. Estas atividades formam o Processo de Liquidação Contábil e Financeira de Energia, que é inteiramente auditado por auditores externos, de acordo com a Resolução Normativa da ANEEL nº 109, datada de 26 de outubro de 2004 (Convenção da Comercialização de Energia Elétrica). As Regras e Procedimentos de Comercialização que regem as atividades executadas pela CCEE são definidas e aprovadas pela ANEEL²⁰⁵.</p>
Propósito do dado	Quantificar a quantidade líquida de eletricidade renovável despachada para a rede pela atividade do projeto. Esse dado/informação será usado no cálculo das reduções de emissões.
Comentário adicional	-

205

Informações disponíveis em:
<http://www.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index.jsp?vgnextoid=92f6a5c1de88a010VgnVCM10000aa01a8c0RCRD>, acessadas em 15/02/2012.

Dado / Parâmetro	Cap_{PJ}
Unidade	W
Descrição	Capacidade instalada da central hidrelétrica após a implementação da atividade do projeto.
Fonte do dado	Local do projeto.
Valor(es) aplicados	3.750.000.000 W, implementados de acordo com o cronograma da Tabela 3.
Métodos e procedimentos de medição	Inspeção visual dos equipamentos de geração de energia (turbinas) instalados na unidade do projeto, assim como sua especificação técnica disponível nas placas de identificação.
Frequência de monitoramento	Monitorado anualmente.
Procedimentos de GQ/CQ:	Pode ser feita uma verificação cruzada por meio da inspeção dos documentos ou manuais de especificação técnica das unidades geradoras no local do projeto.
Propósito do dado	Confirmar se a capacidade instalada no local do projeto é a mesma capacidade instalada do projeto descrita no DCP. Esse dado/informação será usado no cálculo da densidade de potência.
Comentário adicional	-

Dado / Parâmetro	A_{PJ}
Unidade	m ²
Descrição	Área do reservatório medida na superfície da água, após a implementação da atividade do projeto, quando o reservatório estiver cheio.
Fonte do dado	Local do projeto.
Valor(es) aplicados	361.600.000 m ² . ²⁰⁶
Métodos e procedimentos de medição	Calculados com base na curva Cota x Área x Volume, sendo a cota medida diretamente no reservatório. O nível d'água será medido por sensores eletrônicos e réguas específicas para esse fim.
Frequência de monitoramento	A frequência de monitoramento será de pelo menos uma vez ao ano.
Procedimentos de GQ/CQ:	Como exigido pela ANA (Agência Nacional de Águas), por meio da Resolução N° 269 de 27 de abril de 2009 (Art. 6º, VI), a curva Cota-Área-Volume será atualizada anualmente. Os dados de monitoramento serão relatados anualmente à ANA, com o objetivo de cumprir o controle e a supervisão da conformidade estabelecidos nos direitos de concessão para uso dos recursos hídricos concedidos à ESBR.
Propósito do dado	Confirmar a área do reservatório medida na superfície da água no local do projeto, após a implementação da atividade do projeto. Esses dados/informações serão usados no cálculo da densidade de potência.
Comentário adicional	-

Dado / Parâmetro	EF_{grid,OM-DD,v}
Unidade	tCO ₂ / MWh
Descrição	Fator de emissão da margem de operação da rede brasileira.
Fonte do dado	AND brasileira ²⁰⁷ .
Valor(es) aplicados	0,4787

²⁰⁶ Maior área de superfície do reservatório de acordo com o mapa preparado pela Topocart e recebido pela ESBR em 3 de julho de 2012 indicando as áreas do reservatório do Projeto UHE Jirau para vários níveis de água do reservatório.

²⁰⁷ Mesma referência da introduzida anteriormente na nota de rodapé 196, página 75.

Métodos e procedimentos de medição	O fator de emissão da margem de operação do Sistema Interligado Nacional é calculado pela AND brasileira aplicando todos os passos, dados e variáveis exigidos pela versão mais recente da “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”.
Frequência de monitoramento	O fator de emissão é calculado ex-post, conforme descrito em B.6.3.
Procedimentos de GQ/CQ:	Aplicar os procedimentos da “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”.
Propósito do dado	O fator de emissão da margem de operação deve ser usado como ex-post durante as verificações. Esses dados/informações serão usados no cálculo das reduções de emissões.
Comentário adicional	Todos os dados e parâmetros para determinar o fator de emissão de eletricidade da rede, conforme exigido pela “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico” foram incluídos no plano de monitoramento. Esse é um número estimado para fins de cálculo das estimativas das reduções de emissões para a atividade do projeto. Embora a Margem de Construção (BM) seja determinada como fixa (ex-ante) para o primeiro período de obtenção de créditos, a Margem de Operação (OM) e a Margem Combinada (CM) resultante devem ser atualizadas anualmente com base nos dados e cálculos fornecidos pela AND brasileira ²¹⁸ . Para obter mais detalhes, veja o Anexo 3.

Dado / Parâmetro	$EF_{grid,CM,y}$
Unidade	tCO ₂ / MWh
Descrição	Fator de emissão de CO ₂ da margem combinada para a geração de energia interligada à rede no ano y calculado usando a versão mais recente da “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”.
Fonte do dado	AND brasileira.
Valor(es) aplicados	0,3095
Métodos e procedimentos de medição	O fator de emissão é calculado ex-post, como a média ponderada da OM (margem de operação) da análise dos dados de despacho e da BM (margem de construção), conforme descrito em B.6.3.
Frequência de monitoramento	Pelo menos uma vez ao ano.
Procedimentos de GQ/CQ:	Aplicar os procedimentos da “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”.
Propósito do dado	Calcular as reduções de emissões obtidas pela atividade do projeto durante os períodos de monitoramento e obtenção de créditos.
Comentário adicional	Todos os dados e parâmetros para determinar o fator de emissão de eletricidade da rede, conforme exigido pela “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico” foram incluídos no plano de monitoramento. Esse é um número estimado para fins de cálculo das estimativas das reduções de emissões para a atividade do projeto. Embora a Margem de Construção (BM) seja determinada como fixa (ex-ante) para o primeiro período de obtenção de créditos, a Margem de Operação (OM) e a Margem Combinada (CM) resultante devem ser atualizadas anualmente com base nos dados e cálculos fornecidos pela AND brasileira ²¹⁸ . Para obter mais detalhes, veja o Anexo 3.

Dado / Parâmetro	TEG_y
Unidade	MWh/ano
Descrição	Eletricidade total produzida pela atividade do projeto, incluindo a eletricidade fornecida para a rede e a eletricidade fornecida para as cargas internas, no ano y.



Fonte do dado	Local da atividade do projeto.
Valor(es) aplicados	Nenhum valor foi aplicado, pois a Densidade de Potência está acima de 10 W/m ² . Portanto, este parâmetro não é usado no cálculo das reduções de emissões.
Métodos e procedimentos de medição	Medidores de eletricidade.
Frequência de monitoramento	Medição contínua e, pelo menos, registro mensal.
Procedimentos de GQ/CQ:	-
Propósito do dado	Este valor será aplicado na equação das emissões do projeto para calcular as emissões dos reservatórios de centrais hidrelétricas (PE _{HP,y}) no caso de ocorrerem emissões do projeto, ou seja, se a densidade de potência (PD) da atividade do projeto ficar entre 4 W/m ² e 10 W/m ² .
Comentário adicional	Aplicável às atividades de projeto de energia hidrelétrica com uma densidade de potência (PD) da atividade de projeto maior que 4 W/m ² e menor ou igual a 10 W/m ² .

B.7.2. Plano de amostragem

Não aplicável.

B.7.3. Outros elementos do plano de monitoramento

1. Estrutura de gerenciamento e responsabilidade

A responsabilidade geral pelo monitoramento e pela elaboração de relatórios diários é do proprietário do projeto. Antes que o projeto comece sua operação comercial, uma equipe para realizar atividades de operação e monitoramento será definida pela empresa proprietária. Essa equipe receberá treinamento adequado, com o objetivo de cumprir os procedimentos relevantes, definidos para uma unidade de geração Tipo I²⁰⁸ e as exigências estabelecidas pela ACM0002 (versão 13.0.0) e pelo Padrão de Validação e Verificação (VVS)²⁰⁹.

1.1. Responsabilidade de Gerenciamento

O gerente do projeto proposto terá responsabilidade geral pelo processo de monitoramento, inclusive pelo acompanhamento das operações diárias, definição do pessoal envolvido no trabalho de monitoramento, revisão dos resultados/dados monitorados, garantia de qualidade das medições e pelo processo de treinamento da equipe operacional.

1.2. Responsabilidade do pessoal diretamente envolvido

Outras atividades de relevantes de monitoramento de MDL serão realizadas pelo pessoal do projeto²¹⁰. Essas atividades incluem:

- Supervisionar e verificar a medição e o registro: a equipe trabalhará, internamente, com outros departamentos, para verificar e garantir a medição e o registro adequados dos dados, inclusive da

²⁰⁸ Tipo I inclui todas as unidades de geração que tenham programa e despacho centralizado.

²⁰⁹ Manual de Validação e Verificação (VVS), versão 02.0, datado de 25 de novembro de 2011, disponível em: http://cdm.unfccc.int/Reference/Standards/accr_stan02.pdf, acessado em 15 de fevereiro de 2012.

²¹⁰ Os papéis e as responsabilidades serão definidos claramente antes da data de operação comercial (DQO). Um Fluxo de Papéis de Responsabilidades será disponibilizado para a EOD durante a primeira verificação.

eletricidade alimentada à rede, de acordo com os procedimentos nacionais definidos pelo ONS (o operador do sistema brasileiro de rede nacional de eletricidade);

- Coleta de dados adicionais, recibos de venda/faturamento: a equipe irá coletar as notas fiscais e dados adicionais, como relatórios operacionais diários da central hidrelétrica, contendo tanto os dados de geração como os do reservatório;
- Calibração: a equipe fará a coordenação interna para garantir que a calibração dos instrumentos de medição seja realizada de acordo com as normas nacionais e/ou especificações do fornecedor dos equipamentos;
- Arquivos de dados: A equipe será responsável por manter todos os dados de monitoramento e disponibilizá-los para a EOD para a verificação das reduções de emissões.

1.3. Suporte e participação de terceiros:

A equipe receberá apoio de consultores/especialistas em MDL (internos e/ou externos) para auxiliar em suas responsabilidades, através das seguintes ações:

- Fornecer, para a equipe, um modelo em formato eletrônico, para cálculo das reduções de emissões anuais;
- Fornecer treinamento específico de monitoramento de MDL ao pessoal envolvido na operação do projeto;
- Acompanhamento do plano de monitoramento e consultoria contínua para a equipe;
- Compilação dos dados monitorados e preparação do relatório de monitoramento;
- Análise dos relatórios de monitoramento;
- Coordenação com as EODs para a preparação de verificações periódicas.

2. Registro e arquivamento das medições

As medições da energia gerada e fornecida à rede são realizadas de acordo com o Procedimento 12 (também chamado Sistema de Medição para Fins de Faturamento²¹¹) definido pelo ONS. O Procedimento 12 fornece especificações técnicas para medição de energia, como base para definição do faturamento das vendas de energia, como o controle geral da energia gerada pela CCEE (a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica), além da determinação da demanda para os usuários interligados à rede pelo ONS.

O Sistema de Medição para Fins de Faturamento (MSIP) compreende dois medidores (o principal e o de reserva), transformadores, canais de comunicação entre o Desenvolvedor de Projeto e a CCEE e sistemas de coleta de dados. Os padrões mínimos para os medidores, tanto o principal como o de reserva, também são definidos pelo Procedimento 12 (Submódulo 12.2, Anexo 1). Os procedimentos de coleta de dados também são definidos pelo Procedimento 25 (Submódulo 25.2). As exigências de armazenamento e de apoio também são definidas pelo mesmo Procedimento (Anexo 1, parágrafos 1.2.1.5 e 1.2.1.7).

A quantidade de energia gerada pela atividade do projeto será transmitida dos medidores para a Sala de Supervisão do Projeto. Portanto, os dados serão armazenados no serviço de base de dados do projeto, onde podem ser facilmente acessados pela equipe do projeto e extraídos em uma planilha. Como o MSIP foi concebido com o objetivo claro de garantir alta qualidade e padrões precisos para determinar a quantidade de energia produzida pelos geradores interligados à rede, os dados do Projeto UHE Jirau podem também ser obtidos através da base de dados da CCEE. Como determinado pelo Procedimento 12 (Submódulo 12.1, parágrafo 1.7), “os dados armazenados nos medidores são coletados remota e automaticamente pelo “Sistema de Coleta de Dados de Energia (sigla em inglês EDCS)” da CCEE, por meio de acesso direto aos medidores do agente instalados ou através da “Unidade de Coleta de Medição”, utilizada pelo agente. Os dados coletados pela EDCS formam a base para a quantificação e o faturamento da energia produzida pela atividade do projeto.

²¹¹ “SMF - Sistema de Medição para Faturamento”.

Portanto, adotar o Procedimento 12 permite registro e arquivamento adequados dos dados medidos e garante que todos os dados gerados no período de obtenção de créditos são mantidos em, pelo menos, três base de dados (do desenvolvedor do projeto, da CCEE e do ONS). Para fins de cálculo de reduções de emissões, os dados da CCEE serão usados como a principal fonte de informação, determinando a quantidade líquida da eletricidade despachada à rede pela atividade do projeto.

Isso significa que a quantidade de eletricidade líquida despachada pela atividade do projeto para o Sistema Interligado Nacional (SIN) será constantemente monitorada pelos medidores de energia que são monitorados on-line e verificados regularmente pela CCEE. Isso é garantido porque a CCEE tem acesso direto e contínuo aos dados brutos/primários dos dispositivos de monitoramento (medidores de energia) no ponto em que a atividade do projeto está interligada ao Sistema Interligado Nacional (SIN) e, portanto, a eletricidade líquida é despachada para o SIN. Os dados brutos/primários obtidos dos dispositivos de monitoramento (medidores de energia) são armazenados/registrados no banco de dados interno da CCEE e seu acesso é restrito aos agentes credenciados do setor elétrico, como por exemplo: fornecedores de eletricidade, consumidores de eletricidade, concessionárias, empresas de transmissão, entidades governamentais, reguladores, etc.

Além disso, acessando o banco de dados da CCEE é possível obter diferentes tipos de relatórios de geração de eletricidade. No entanto, como esses relatórios serão derivados da mesma e única fonte (banco de dados da CCEE), a prática de verificação cruzada se torna redundante e inútil, sendo, portanto, impossível de ser feita. Por outro lado, as faturas de eletricidade e/ou as notas fiscais não são adequadas para fins de verificação cruzada, pois esses documentos se referem a valores estabelecidos nos contratos de fornecimento de eletricidade ou CCVEs (Contratos de Compra e Venda de Energia Elétrica), com um saldo ou correção fiscal que ocorre normalmente no final de cada ano, pois é uma forma de compensar possíveis divergências ou diferenças entre a quantidade de eletricidade contratada e a quantidade efetiva de eletricidade fornecida. Portanto, as faturas de eletricidade e/ou as notas fiscais não irão refletir a quantidade exata de eletricidade despachada para a rede pela atividade do projeto.

No entanto, isso não afetará o monitoramento desse parâmetro nem comprometerá a qualidade dos dados, pois a finalidade da CCEE é realizar as transações atacadistas e a comercialização da energia elétrica dentro do Sistema Interligado Nacional, nos Ambientes de Contratação Regulada e Contratação Livre e no mercado spot. Além disso, a CCEE está encarregada da liquidação financeira de transações de mercado de curto prazo. Estas atividades formam o Processo de Liquidação Contábil e Financeira de Energia, que é inteiramente auditado por auditores externos, de acordo com a Resolução Normativa da ANEEL nº 109, datada de 26 de outubro de 2004 (Convenção da Comercialização de Energia Elétrica). As Regras e Procedimentos de Comercialização que regem as atividades executadas pela CCEE são definidas e aprovadas pela ANEEL.

Além disso, as medidas contabilizadas para o nível de água no reservatório serão utilizadas de acordo com as exigências nacionais, definidas pela ANA (Agência Nacional de Águas), por sua Resolução N° 269 de 27 de abril de 2009, em articulação com o ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico), como estabelecido pelos "Procedimentos de Rede", Sub-módulo 10.8 – Operação Hidráulica dos Sistemas de Reservatórios, aprovado pelo ONS em 17 de junho de 2009 e aprovado pela ANEEL em 5 de agosto de 2009 por meio de sua Resolução Normativa N° 372/09. Com relação a isso, o nível de água no reservatório será monitorado diariamente e relatado ao ONS e relatado anualmente à ANA. O nível de água no reservatório será usado em uma curva Cota x Área x Volume, que permitirá que os participantes do projeto calculem a área do reservatório na superfície da água, após a implementação da atividade do projeto, quando o reservatório estiver cheio. A cada ano, esses dados e resultados precisam ser relatados à ANA para sua aprovação e para fins de controle e supervisão da conformidade das condições estabelecidas nos direitos de concessão para uso dos recursos hídricos concedidos à ESBR, assim como para ajustar ou atualizar a curva Cota x Área x Volume anualmente. Portanto, os dados da cota (nível de água no reservatório) serão usados para calcular a área de superfície do reservatório correspondente, que será usada para determinar a densidade de potência (PD) durante a operação da atividade do projeto ao

longo dos períodos de obtenção de créditos e monitoramento. Embora isso não seja esperado, se em algum momento a densidade de potência cair abaixo do nível mínimo de 10 W/m^2 , o cálculo e a consideração adequados das Emissões do Projeto ($PE_{HP,y}$) serão levados em consideração para o número de dias em que a densidade de potência (PD) ficar entre 10 W/m^2 e 4 W/m^2 no período de monitoramento correspondente.

Essas informações serão mantidas e arquivadas pelo desenvolvedor do projeto e serão disponibilizadas à EOD. Outros documentos físicos, como mapas impressos, diagramas e avaliações ambientais serão coletados em um local central, junto com este plano de monitoramento. Para facilitar a referência dos auditores à documentação relevante relacionada ao projeto, o material e os resultados do monitoramento do projeto serão indexados. Todas as informações impressas serão armazenadas pelo proprietário do projeto e todos os dados, inclusive os registros de calibração, serão mantidos até 2 anos após o final do período de obtenção de créditos do projeto de MDL.

3. Garantia de Qualidade e Controle de Qualidade

A Garantia de Qualidade e o Controle de Qualidade (GQ/CQ) dos dados gerados pela atividade do projeto serão executados de acordo com as exigências para os projetos de energia interligados à rede nacional. Com o objetivo de garantir alta qualidade de padrões, procedimentos e instalação de equipamentos de medição, a calibração e a revisão de qualidade estão previstos na atividade do projeto.

Após a conclusão da implementação do projeto e o início da operação, os dados brutos e as informações primárias relacionadas à eletricidade líquida despachada para a rede especificamente pela UHE Jirau, que estarão disponíveis no banco de dados interno da CCEE, poderão ser acessadas (somente leitura) pela ESBR através de uma interface de rede dedicada usando um código de acesso específico (denominado “cartão criptográfico”). As informações disponíveis no banco de dados interno da CCEE são criptografadas e, portanto, protegidas contra qualquer tipo de manipulação de dados ou tentativa de fraude. Portanto, não existe risco de perda ou impacto na qualidade dos dados. É por isso que o banco de dados da CCEE é a fonte oficial, principal e a mais confiável de informação para fins do monitoramento efetivo da quantidade de eletricidade líquida a ser fornecida pela atividade do projeto à rede.

3.1. Instalação de medidores

A instalação dos aparelhos de medição do JHHP será realizada de acordo com o Procedimento 12 (Sub-módulo 12.2). Esse procedimento oferece diretrizes para a localização, comissionamento e integração de medidores de energia para a rede. As informações técnicas sobre os medidores aceitos – para preencher os padrões nacionais para projetos interligados à rede – também foram incluídos nesse procedimento.

3.2. Calibração e Manutenção Periódica

O equipamento de medição será configurado e instalado, adequadamente, como definido no Procedimento 12 (Sub-módulo 12.2). A calibração deve ser realizada de acordo com os padrões nacionais ou industriais relevantes e em instalações credenciadas de teste, de acordo com a lei brasileira, para o tipo de medidor exigido, determinado pelo ONS.

De acordo com os Procedimentos de Rede, Sub-módulo 12.3 – Manutenção do sistema de medição para faturamento, Anexo 1, revisão 1.1, emitido em 16 de setembro de 2010, o medidor de energia deve ser calibrado ou verificado com uma frequência ou intervalo de dois anos.

Os procedimentos de manutenção também estão previstos pelas normas da rede brasileira. O Desenvolvedor do Projeto irá elaborar, anualmente, um Plano de Manutenção, que será verificado pelo ONS, como previsto no Procedimento 16 (Sub-módulo 16.2). Esse procedimento fornece diretrizes para a

elaboração de um relatório, a ser enviado ao ONS, sobre as atividades de manutenção realizadas pelo Desenvolvedor do Projeto nos equipamentos descritos no Anexo 1²¹².

3.3. Análise da qualidade dos dados

Como mencionado na Seção 2 deste plano de monitoramento, a qualidade dos dados gerados (evitar a medição errada dos dados) por esse projeto, será garantida pela implementação de um sistema de monitoramento global, como exigido pelo ONS, no Procedimento 12. Esse sistema permite controle duplo dos dados gerados, acessando a base de dados interna do projeto, assim como a da CCEE. Além desse eficiente sistema de medição, os dados gerados pela atividade do projeto serão revisados, periodicamente, pelo gerente do projeto, antes de serem enviados a terceiros (consultores de MDL e outros atores relevantes envolvidos na atividade do projeto).

Alguns outros procedimentos complementares que podem ser aplicados para melhorar a confiabilidade dos dados sobre eletricidade, usados para os o cálculo das reduções de emissões, incluem a verificação cruzada com outros medidores instalados²¹³ e com outros recibos de vendas mensais ou com Notificações de Transação de Eletricidade (do inglês “*Electricity Transaction Notes - ETNs*”).

4. Ações corretivas

Os procedimentos para ações corretivas serão propostos visando o Plano de Manutenção Anual. Esses procedimentos visam fornecer soluções coordenadas a qualquer inconsistência detectada durante a operação do JHHP e serão disponibilizados à EOD para a primeira verificação.

5. Verificação e resultados do monitoramento

A verificação dos resultados do monitoramento do projeto é um processo obrigatório exigido para todos os projetos de MDL. O objetivo principal da verificação é confirmar de forma independente que o projeto alcançou as reduções de emissões conforme relatado e projetado no DCP.

As responsabilidades pela verificação do projeto são as seguintes:

- Assinar um acordo de serviço de verificação com a EOD específica e concordar com um período de tempo para realizar as atividades de verificação, ao mesmo tempo em que leva em consideração o período específico estabelecido pelo comprador. O desenvolvedor do projeto irá providenciar a verificação e preparar auditoria e o processo de verificação, da melhor forma possível;
- O proprietário do projeto proposto irá facilitar a verificação, fornecendo à EOD todas as informações necessárias exigidas antes, durante, e no caso de consultas, após a verificação;
- O proprietário do projeto proposto irá cooperar totalmente com a EOD e instruir sua equipe e gestores para que fiquem disponíveis para entrevistas e respondam, abertamente, todas as perguntas da EOD.

Data de conclusão da aplicação do estudo da linha de base e da metodologia de monitoramento: 11 de março de 2012 (versão do comentário público internacional) e 5 de setembro de 2012 (versão mais recente antes da solicitação de registro).

A GDF SUEZ Latin America é a entidade responsável pela aplicação do estudo da linha de base e da metodologia de monitoramento.

²¹² O Anexo 1 especifica os equipamentos cujas atividades de manutenção devem ser informadas ao ONS. Para mais informações, consulte o Procedimento 16 (Sub-módulo 16.1, Anexo 1), disponível em: http://www.ons.com.br/download/procedimentos/modulos/Modulo_16/Subm%C3%B3dulo%2016.1_Rev_1.0.pdf.

²¹³ Esses medidores não são exigidos pelo ONS. Eles serão instalados pelos desenvolvedores do projeto e serão acessados para fins de MDL, se forem verificadas inconsistências entre os dados medidos.



Informações de contato:

Contato: Philipp Hauser

Título : Vice-presidente de Mercados de Carbono, GDF SUEZ Energy Latin America

E-Mail: philipp.hauser@gdfsuezla.com

Av. Almirante Barroso, 52 - 14º andar

Rio de Janeiro - Brasil

Telefone: +55 21 3974 5443

SEÇÃO C. Duração e período de obtenção de créditos

C.1. Duração da atividade do projeto

C.1.1. Data de início da atividade do projeto

22 de julho de 2008 – *Aviso de adjudicação e homologação.*

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

35 anos, incluindo a construção e a operação

C.2. Período de obtenção de créditos da atividade do projeto

C.2.1. Tipo de período de obtenção de créditos

Período de obtenção de créditos renovável

C.2.2. Data de início do período de obtenção de créditos

1 de julho de 2013 ou a data de registro, o que ocorrer por último.

C.2.3. Duração do período de obtenção de créditos

7 anos.

SEÇÃO D. Impactos ambientais

D.1. Análise dos impactos ambientais

Descrição do processo de licenciamento ambiental no nível da Federação Brasileira²¹⁴

O licenciamento ambiental é um processo administrativo obrigatório que precede a instalação, ampliação e operação de qualquer instalação ou atividade considerada possivelmente poluidora ou daquelas que possam causar degradação ambiental. Um dos mais notáveis princípios desse processo é a consulta e participação da sociedade em geral e dos atores aplicáveis na tomada de decisão por meio de audiências públicas realizadas ou supervisionadas pelo *Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA)*.

Os principais critérios, exigências e procedimentos para o licenciamento ambiental no Brasil são definidos pela Lei N° 6938/1981, Lei Complementar N° 140/2011 e Decisão CONAMA N° 001/1986 e 237/1997.

Como primeiro passo do licenciamento ambiental, a agência reguladora, que pode estar no nível municipal, estadual ou federal, estabelece as condições, restrições e medidas de controle ambiental a

²¹⁴ O licenciamento ambiental de projetos de escala menor, que estão limitados à jurisdição de um estado ou de um município, pode ser feito pelos respectivos órgãos ambientais do estado ou município.

serem seguidas durante a instalação e operação da unidade. No nível federal, como é o caso da UHE Jirau, o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA) é responsável pelo licenciamento ambiental.

De acordo com a legislação atual, o processo de licenciamento ambiental consiste em três estágios principais, que resultam na emissão das seguintes licenças ambientais: i) *Licença Prévia (LP)*; ii) *Licença de Instalação (LI)*; e iii) *Licença de Operação (LO)*.

Para solicitar cada uma dessas licenças, a agência ambiental reguladora define os estudos e documentos ambientais exigidos para serem apresentados antecipadamente pelo proprietário. Os estudos exigidos para o licenciamento ambiental devem ser preparados por profissionais legalmente habilitados.

Com base nessas informações, o IBAMA estabelece as condições para cada estágio do licenciamento ambiental, que devem ser devidamente atendidas antes de solicitar a próxima licença ambiental e assim por diante. Portanto, é correto concluir que as licenças ambientais podem ser expedidas isolada ou sucessivamente, de acordo com a natureza, características e fase da instalação ou atividade.

i) Licença Prévia (LP):

O primeiro estágio do licenciamento ambiental procura avaliar e atestar a viabilidade ambiental do projeto proposto com base no Estudo de Impacto Ambiental (EIA) e no Relatório de Impacto Ambiental (RIMA), que contém as informações mais importantes sem usar termos técnicos, pois é direcionado para todos os atores. O EIA/RIMA é um documento fundamental para todo o processo de licenciamento, pois identifica e quantifica todos os Impactos Sociais e Ambientais aplicáveis, assim como os princípios para sua mitigação. O documento deve ser desenvolvido por uma entidade competente com pessoal qualificado e legalmente autorizado e com base em todas as exigências e regras aplicáveis. Depois de o EIA/RIMA ser enviado ao IBAMA para solicitar a LP, o IBAMA irá avaliar cuidadosamente o documento e o usar como base para seu processo de consulta pública e para as audiências públicas aplicáveis. Como consequência de sua análise e dos resultados da consulta pública, o IBAMA definirá exigências adicionais como estudos e avaliações complementares. Depois de todas as exigências serem atendidas e do estudo de viabilidade do projeto ser atestado, o IBAMA emitirá a Licença Prévia. A LP aprovará a localização e o conceito do projeto e estabelecerá as exigências e condições que devem ser atendidas durante a fase de instalação seguinte, levando em consideração as diferentes alternativas e propostas do projeto apresentadas no EIA e pelos atores. Uma LP também é necessária para oferecer a concessão de energia hidrelétrica subjacente do projeto no processo de licitação.

ii) Licença de Instalação (LI):

O segundo estágio do processo de licenciamento ambiental é de responsabilidade do investidor a quem foi concedido efetivamente os direitos de concessão, que também é uma pré-condição para iniciar o processo de solicitação da LI. Como base para a solicitação da LI, o investidor deve desenvolver uma Projeto Básico Ambiental - (PBA) que satisfaça todas as exigências que foram definidas na LP. Depois de o PBA ser aprovado, a LI é emitida como base para o início da construção e deve cobrir todo o período de instalação do projeto. A LI autoriza a instalação da planta, de acordo com as especificações dos planos, programas e projetos aprovados, incluindo a compensação ambiental, as medidas de mitigação e outras condições, que foram definidas de acordo com a finalidade e especificações da planta da instalação/atividade. Depois da emissão da LI, o PBA é um documento central para definição, controle do gerenciamento dos aspectos socioambientais dos projetos com base nos programas socioambientais definidos e é usado como base das auditorias do IBAMA.

iii) Licença de Operação (LO):

O terceiro e conclusivo estágio é a solicitação e emissão da LO que autoriza a operação efetiva da planta. A LO é solicitada com base em um Relatório Final de Implantação dos Programas Ambientais como definido no PBA, assim como no Plano Ambiental de Conservação e Uso do Entorno de Reservatório Artificial (PACUERA) no caso de centrais hidrelétricas, a ser desenvolvido e enviado ao IBAMA de



acordo com a Instrução Normativa IBAMA N°. 065/2005. Após o IBAMA ter confirmado que todas as condições da LI foram devidamente cumpridas, a LO é emitida com validade de no mínimo quatro e no máximo dez anos. A LO deve ser revisada de acordo com sua validade.

Ao longo de todo o processo de licenciamento ambiental, entre a emissão da LI e a validade da LO, que cobre todo o período operacional do projeto, o IBAMA irá realizar inspeções periódicas para verificar a conformidade com as condições ambientais incluídas nas diferentes licenças ambientais, assim como outros compromissos definidos e realizados pelo investidor no PBA. Portanto, o IBAMA é a agência reguladora ambiental responsável pelo acompanhamento, avaliação e aprovação dos resultados de cada medida/programa implementado. Como resultado e consequência dessa função, o IBAMA prepara relatórios técnicos, solicitações de esclarecimento ou ações corretivas regulares. A conformidade com todas as exigências de cada um dos diferentes estágios de licenciamento, de acordo com os critérios e julgamento do IBAMA, é uma pré-condição para chegar ao próximo nível ou, à renovação da licença após o seu período de validade. Esse modelo garante que o investidor e o operador da planta seguirão sempre e continuamente os critérios e condições definidos em sua licença ambiental e os programas socioambientais subjacentes.

Processo de licenciamento ambiental da UHE Jirau

No caso da Usina Hidrelétrica Jirau (UHE), os estudos para o EIA foram desenvolvidos entre 2003 e 2005 pela Leme Engenharia Ltda., uma empresa de consultoria especializada neste campo, em cooperação com outras empresas e entidades para juntar toda a especialização e conhecimento específico aplicáveis, conforme necessário para abordar as especificidades locais e regionais ou os vários aspectos técnicos de dimensão social, física ou biótica. O relatório de EIA apresenta os resultados dos estudos e uma análise detalhada dos impactos fatuais ou possíveis de todas as fases do projeto nas áreas de influência direta ou indireta das instalações aplicáveis. Além do EIA e em complemento às exigências legais aplicáveis uma *Avaliação Ambiental Estratégica* (AAE) do Complexo do rio Madeira foi preparada e enviada ao IBAMA para acrescentar uma visão e um entendimento melhores dos impactos econômicos, benefícios e oportunidades relacionados à implementação das usinas hidrelétricas do rio Madeira na região.

Com base no EIA que abordou todas as exigências complementares definidas pelo regulador, assim como os resultados de toda a consulta pública como descrito na Seção E, IBAMA, emitidos na Licença Prévia N° 251/2007 das UHEs Santo Antônio e Jirau (Complexo do rio Madeira) em 9 de julho de 2007. Com base nesta LP, que atesta a viabilidade ambiental das UHEs do rio Madeira e define todas as condições socioambientais a serem atendidas pelos respectivos investidores e concessionárias, a ANEEL iniciou duas licitações separadas para escolher e aprovar investidores para as concessões das hidrelétricas de Santo Antônio e Jirau. O leilão para definir a proposta mais atraente para a concessão da hidrelétrica Jirau foi realizado em 19 de maio de 2008 e os resultados foram aprovados em 22 de julho de 2008, concedendo à ESBR os direitos efetivos da concessão.

Imediatamente após receber os direitos de concessão, a ESBR iniciou o processo de obtenção da LI para a instalação a fim de iniciar construção assim que possível, que era vital para a efetiva implementação do projeto e para o ambicioso cronograma de comissionamento. Como primeiro passo deste processo, a ESBR teve que buscar a aprovação para suas melhorias conceituais, que implicavam a construção da planta na *Ilha do Padre*, em vez de no local original na Cachoeira de Jirau. Para buscar essa aprovação, a ESBR preparou um relatório completo das informações e especificações técnicas e ambientais aplicáveis como solicitado pela agência ambiental. Com base nessas informações, uma análise comparativa dos impactos socioambientais e das principais medidas de mitigação/compensação do novo conceito da planta na *Ilha do Padre* versus o conceito anterior na Cachoeira de Jirau foi desenvolvido e enviado ao IBAMA. As principais características dessa comparação são apresentadas na tabela a seguir e permitem concluir que o conceito do projeto revisado foi capaz de reduzir os impactos ambientais das UHE Jirau como identificado no EIA.

PRINCIPAIS ASPECTOS	CACHOEIRA DE JIRAU (Layout original)	ILHA DO PADRE (Layout revisado)
Layout geral	A localização da planta na Cachoeira de Jirau exigiria a remoção de duas elevações nos bancos do rio e, portanto, escavações com aproximadamente 100 m de profundidade. Isso seria necessário para ter uma largura suficiente de aproximadamente 2 km com altura manométrica suficiente para permitir a instalação de 44 turbinas bulbo e 21 comportas no vertedor.	A implementação na <i>Ilha do Padre</i> é facilitada pela largura natural do rio no local, assim como por um conjunto de ilhas e outras condições topográficas adequadas. Isso implica necessidade de menos escavação, menos resíduos e locais de disposição e, portanto, custos e tempo de construção menores, mas não altera as condições operacionais da planta.
Quantidade de escavação	Para permitir a construção, seria necessário o desvio completo do rio Madeira, com canais artificiais escavados na rocha nos bancos direito e esquerdo. De acordo com o Estudo de Viabilidade, a quantidade de escavação necessária seria de aproximadamente 49 milhões de m ³ .	Na Ilha do Padre o rio Madeira se separa em dois ramais, que permite instalar a planta sem canais artificiais para desvios do rio. Como resultado, o volume de escavação de rocha é de somente 5 milhões de m ³ , que é muito menor em comparação com o conceito original do projeto.
Áreas de disposição	Como menos de 25% do material escavado será usado, seriam necessárias enormes áreas de disposição ao longo dos bancos. Como não existe espaço no banco direito, o desmatamento de 13 km ² de florestas preservadas no banco esquerdo seria necessário para formar uma pilha com 4 m de altura de material não utilizado.	A escavação reduzida nesse layout permite eliminar áreas de disposição externas, pois o material residual pode ser depositado em áreas estagnadas que existem logo abaixo da barragem. Essa medida elimina riscos de acumulação de macrófitos e vetores de doença e a atração de predadores da ictiofauna.
Área inundada	O trecho entre os eixos de Jirau e da <i>Ilha do Padre</i> já seria parcialmente inundado pelas águas represadas da UHE Santo Antônio.	Uma área inundada adicional estará localizada em uma região já afetada por atividades humanas, mas é compensada pela necessidade reduzida de impactar florestas preservadas com depósitos de resíduos e estradas de acesso, como seria necessário na implementação do projeto na Cachoeira de Jirau.
Escadas de peixes	Na cachoeira de Jirau o terreno natural é relativamente íngreme, que exigiria a instalação de um canal de transposição de peixes muito curvo para compensar a alteração na elevação com uma inclinação adequada.	O local da <i>Ilha do Padre</i> oferece uma elevação suave e, portanto, condições topográficas melhores para instalar uma escada de peixes ao longo de um dos dois braços do rio. Essas condições mais favoráveis são o resultado de talvegues naturais localizados a jusante nos dois bancos do rio.
Fluxos físicos / bióticos	Na Cachoeira de Jirau, a migração a montante dos peixes durante a fase de construção seria inibida, pois os peixes precisariam nadar pelo canal artificial na rocha, que teria uma corrente rápida. Além disso, o descenso de ovos, larva e pequenos peixes seria prejudicado nos meses secos e predadores naturais seriam atraídos pelas áreas de água estagnada onde a ictiofauna estaria concentrada.	Na <i>Ilha do Padre</i> , durante todo o período de construção, o rio pode ser desviado no leito natural do rio, que representa muito menos alteração e impacto para o ambiente físico e biótico. As velocidades reduzidas de fluxo no canal permitirão um fluxo natural dos sedimentos e a migração de peixes, desova, larvas e de outros elementos físicos e bióticos durante o período de construção da planta.
Acumulação de macrófitos e mosquitos	No projeto original, ocorreria a formação de áreas de água estagnada no reservatório em frente do vertedor quando não estivesse operacional, ou seja, durante nove meses de	Com o layout da <i>Ilha do Padre</i> , as zonas mortas seriam evitadas e, portanto, o risco de acumulação de macrófitos e vetores de malária é reduzido.

PRINCIPAIS ASPECTOS	CACHOEIRA DE JIRAU (Layout original)	ILHA DO PADRE (Layout revisado)
	níveis de água baixos por ano. Isso dificultaria o fluxo de sedimentos a jusante e facilitaria a proliferação de macrófitos e mosquitos.	

Tabela 20. Principais aspectos socioambientais relacionados à mudança do local do projeto

Com base nesse conceito do projeto revisado e com o objetivo de iniciar a construção do projeto assim que possível, a ESBR iniciou em 23 de julho de 2008²¹⁵ e, portanto, logo que possível após receber os direitos de concessão, o primeiro passo para obter a Licença de Instalação. Inicialmente, a ESBR registrou o Projeto Básico Ambiental específico para o local da construção no IBAMA, para obter uma LI específica para preparar e instalar o local da construção para a instalação. Em 23 de outubro de 2008, após abordar as exigências adicionais feitas pelo IBAMA, a ESBR registrou o Relatório de Controle Ambiental (RCA) para o local inicial da construção na agência ambiental. Depois disso e após um intenso processo de trocas de informação, de uma audiência pública adicional com os atores e outras revisões, o IBAMA emitiu a LI N° 563/2008 em 14 de novembro de 2008 para autorizar a instalação do local inicial da construção para a UHE Jirau na *Ilha do Padre*²¹⁶.

Depois disso, a versão completa do Projeto Básico Ambiental (PBA) para cobrir toda a UHE Jirau foi registrado no IBAMA em 10 de dezembro de 2008. O PBA consiste na descrição detalhada dos programas ambientais e sociais relativos à UHE Jirau HPP solicitada proposta pelo EIA original, assim como acréscimos desenvolvidos para abordar exigências feitas pelo IBAMA nas condições da Licença Prévia N° 251/2007, e também os resultados e compromissos voluntários definidos e incorridos durante o processo de licenciamento da instalação. A finalidade dos programas ambientais e sociais incluídos no PBA é definir e documentar as medidas de mitigação como aprovadas pelo IBAMA e exigidas para serem implementadas pela ESBR, assim como permitir seu controle e auditoria contínuos.

Concluindo, o PBA é o principal instrumento social e ambiental da planta e inclui atualmente 22 programas físicos e bióticos e 11 programas socioeconômicos. A Seção D.2 fornece uma visão geral completa de todos os 33 programas sociais e ambientais. Vale mencionar que a revisão do PBA registrada em 2008 continha 29 programas, e seguindo exigências específicas do IBAMA, quatro programas adicionais foram definidos²¹⁷. A aprovação do PBA pela agência ambiental resultou na emissão da LI N° 621/2009 para a instalação em 3 de junho de 2009, que é válida por quatro anos.

Em complemento e em paralelo com o processo de obtenção e cumprimento das condições delineadas na LI, em 1 de outubro de 2010, a ESBR também solicitou a aprovação do IBAMA para as alterações que configuram o Projeto Otimizado, que implicam a ampliação da capacidade instalada da instalação das 44 unidades geradoras originais para um total de 50 unidades geradoras. Após intensas trocas de informações técnicas entre a ESBR e a agência ambiental, em 19 de abril de 2011, o IBAMA emitiu a Diretiva N° 361/2011/DILIC/IBAMA, que conclui que não existem obstáculos técnicos para a instalação das seis unidades geradoras adicionais no projeto da UHE Jirau como solicitado pela ESBR.

²¹⁵ Conforme já referenciada na nota de rodapé 85, página 24.

²¹⁶ Para apoiar a emissão da LI para o local inicial da construção, os seguintes pareceres técnicos do IBAMA estão disponíveis para análise: 1) Parecer Técnico N°. 61/2008, em referência a análise dos documentos relacionados às implicações ambientais da mudança do local do projeto de Cachoeira de Jirau para a Ilha do Padre; 2) Parecer Técnico N° 63/2008 em referência à análise do Relatório de Controle Ambiental (RCA) / Plano de Controle Ambiental (PCA) / Plano de Recuperação de Áreas Degradadas (PRAD) relacionada ao local inicial da construção; 3) Parecer Técnico N° 93/08/GAB (PFE/IBAMA/ICMBio/Sede) em relação à análise relativa aos aspectos legais envolvidos no licenciamento ambiental da UHE Jirau.

²¹⁷ Os programas adicionados foram: 30) Programa de Monitoramento e Apoio à Atividade Pesqueira; 31) Programa de Gestão de Troncos e Detritos Flutuantes e Submersos; 32) Programa de Ações a Jusante; e 33) Programa de Monitoramento de Áreas Sujetas à Instabilidade ao longo de Encostas e Bancos do Rio.

A Licença de Operação (LO) da UHE Jirau deve ser obtida antes da operação comercial, atualmente estimada para outubro de 2012.

Monitoramento do processo de licenciamento ambiental.

Seguindo a condição 2.1 da LI N° 621/2009, a ESBR deve desenvolver e enviar relatórios de acompanhamento semestrais sobre a implementação e evolução dos programas socioambientais da UHE Jirau. Até o momento, foram enviados cinco relatórios ao IBAMA, cobrindo a situação e os principais resultados obtidos para cada um dos programas, além da situação de conformidade das condições delineadas na LI. Com base em uma avaliação crítica dos relatórios, o IBAMA define exigências adicionais que buscam a melhoria contínua dos programas socioambientais, ou seja, mitigar ainda mais os impactos e maximizar os benefícios do projeto e dos programas relacionados.

O relatório consolidado apresentado ao IBAMA em 5 de outubro de 2011 (correspondência AJ/TS 1763-2011) é uma consolidação de todas as atividades realizadas e de todos os resultados obtidos desde a emissão da LI N° 621/2009 em 3 de junho de 2009 até maio de 2011. O escopo e as principais questões de cada um dos programas socioambientais, como listados no Relatório Consolidado, são apresentados na Seção D.2.

Em 9 de março de 2012, a ESBR apresentou o quinto relatório semestral ao IBAMA (correspondência AJ/TS 465-2012) que incluía as atividades desenvolvidas de junho a novembro de 2011. Além dos relatórios semestrais, o IBAMA realizou inspeções periódicas no local da construção da UHE Jirau, assim como no local urbano da construção do novo distrito Nova Mutum Paraná, que é o resultado de um programa voluntário proposto pela ESBR, além de outras áreas onde os programas socioambientais delineados no PBA estão sendo implementados. Essas auditorias verificam o progresso das atividades e buscam identificar não conformidades ou possíveis melhorias.

Além disso, como delineado na condição 2.1, são realizados seminários técnicos periódicos para acompanhamento dos programas socioambientais. Até o momento, foram realizados dois seminários técnicos para os programas da comunidade biótica, dois workshops cobrindo os programas do ambiente físico e um seminário sobre os programas socioeconômicos. É importante observar que o desenvolvimento dos seminários técnicos é complementar aos vários grupos de trabalho e comitê criados pela ESBR para o acompanhamento contínuo dos programas e o envolvimento direto dos atores aplicáveis e interessados. Os grupos de trabalho e o Comitê, assim como seus objetivos, são apresentados na Seção E.1 deste DCP.

Programas sociais e ambientais voluntários propostos e implementados pela ESBR

Desde o início do processo a ESBR procurou ativamente identificar as ações, programas e atividades que eram capazes de reduzir os impactos socioambientais do projeto e maximizar seus benefícios. A ação mais importante a esse respeito foi a redefinição do layout e local do projeto na *Ilha do Padre*, que foi capaz de reduzir os impactos ambientais do Projeto. Outra otimização importante foi a ampliação da capacidade de geração do Projeto, que irá oferecer mais energia sem impactos socioambientais incrementais. Além dessas ações, que foram cuidadosamente descritas no DCP, as seguintes ações voluntárias adicionais foram sugeridas e definidas pela ESBR:

a) Distrito Sustentável Nova Mutum Paraná

Para assegurar que o impulso econômico que a construção da UHE Jirau deu para a região possa ser catalisado em uma melhoria permanente da economia e padrão de vida locais, a ESBR estabeleceu um novo conceito com a criação do distrito sustentável Nova Mutum Paraná. O novo centro urbano foi projetado para oferecer moradia atraente e oportunidades econômicas, além das infra-estruturas urbanas necessárias para assegurar boa qualidade de vida e integração social. Um dos objetivos deste Projeto foi



oferecer uma alternativa atraente para 199 famílias que tiveram que ser reassentadas do antigo distrito de Mutum Paraná assim como de outras residências rurais na região. Essas famílias viviam em condições de pobreza com um baixo IDH e sem acesso ao tratamento de resíduos e efluentes.

Nova Mutum Paraná é uma cidade com 1600 casas e ruas pavimentadas em uma área de 4.000.000 m². A cidade oferece escolas para 900 estudantes e centros de treinamento e formação de profissionais, postos de saúde com serviço médico, serviços sociais, instalações de esporte e lazer, assim como tratamento de resíduos e efluentes. Além disso, a ESBR contratou a Fundação Getúlio Vargas para desenvolver e implementar um estudo econômico para identificar atividades econômicas que sejam capazes de diversificar a economia local e oferecer renda sustentável de longo prazo para os cidadãos de Nova Mutum e da região.

O investimento total do projeto é de R\$ 256 milhões, que foram financiados com base em um novo tipo de contrato de empréstimo com o BNDES, que estava interessado em promover essa estratégia como uma forma eficiente de induzir o desenvolvimento sustentável regional com base na formação e qualificação da população local e em novas oportunidades econômicas assim como em incentivos que estimulam as atividades que promovem o desenvolvimento econômico, humano e social e cultural

b) Projeto Piloto Integrado de Piscicultura e Agricultura Orgânica

Esta é uma iniciativa da ESBR em parceria com o Instituto ONG ProNatura para desenvolver e implementar atividades econômicas sustentáveis de pequena escala para as comunidades que vivem ao redor do reservatório da UHE Jirau. O programa iniciou em 2011 e beneficia inicialmente 35 famílias com a capacidade profissional necessária para implementar e realizar a atividade de forma autônoma. O programa busca consolidar esse empreendedorismo sustentável na região e assegurar que se torne uma atividade econômica auto-suficiente e independente para a população interessada.

c) Programa Crianças Saudáveis, Futuro Saudável

Este programa de saúde foi iniciado em agosto de 2011 com base em uma parceria entre a ONG INMED, ESBR e o Município de Porto Velho e busca melhorar a qualidade de vida e a nutrição de crianças que vivem em grupos sociais vulneráveis. O programa cobre 11 escolas municipais na área de influência direta e indireta da UHE Jirau e apóia 3.000 crianças com idade entre cinco e doze anos. O programa oferece tratamento para crianças com parasitas e deficiências nutricionais e educação na prevenção básica de doenças, assistência à saúde e nutrição para agentes comunitários de saúde e professores do Município e para a própria população. Além disso, ele organiza o estabelecimento de hortas comunitárias que produzem safras e verduras que podem melhorar a nutrição das crianças.

D.2. Estudo de Impacto Ambiental

Os impactos socioambientais identificados para a UHE Jirau estão descritos no Estudo de Impacto Ambiental (EIA), Parte C e resumidos na Matriz de Avaliação de Impactos Consolidada neste documento. Os impactos foram classificados pelas fases da instalação, incluindo as fases de (i) planejamento e concepção; (ii) construção da instalação; (iii) enchimento do reservatório/operação da planta. Os principais impactos do projeto estão relacionados às fases (ii) e (iii) e foram subdivididos em impactos socioeconômicos, impactos do meio físico e impactos do meio biótico. Para cada um dos impactos identificados, estratégias gerais de mitigação foram sugeridas que foram então convertidas em programas socioambientais dentro do escopo do PBA. O desenvolvimento dos programas socioambientais para a UHE Jirau considerou as propostas apresentadas durante as audiências públicas e as exigências e recomendação da agência ambiental delineadas na LP e LI. A tabela a seguir apresenta os principais impactos identificados no EIA/RIMA e os respectivos Programas de Mitigação para a fase de Construção e para as fases de Enchimento do reservatório / Operação da planta.



IMPACTOS SOCIOAMBIENTAIS	PLANOS DE MITIGAÇÃO
CONSTRUÇÃO DA INSTALAÇÃO	
<u>IMPACTOS SOCIOECONÔMICOS</u>	
Alteração na organização social e política da população	Programa de Compensação Ambiental Programa de Comunicação Social Programa de Realocação da População Afetada
Aumento de Incidência de Malária e Outras Doenças	Programa de Saúde Pública Programa de Comunicação Social Programa de Compensação Ambiental Programa de educação ambiental
Ocupação de Novas Áreas	Programa de Realocação da População Afetada Programa de Uso da Terra do Reservatório
Compromisso com as comunidades ripárias	Programa de Realocação da População Afetada Programa de Uso da Terra do Reservatório
Alteração na qualidade de vida da população	Programa de Compensação Ambiental Programa de Acompanhamento dos Direitos Minerários e das Atividades de Prospecção Programa de Monitoramento e Apoio à Atividade Pesqueira Programa de educação ambiental Programa de Realocação da População Afetada
Alteração na dinâmica da população de vetores	Programa de Saúde Pública Programa de Comunicação Social Programa de educação ambiental Programa de Compensação Ambiental Plano Ambiental para Construção (PAC)
Compromisso com o centro urbano de Mutum-Paraná	Programa de Realocação da População Afetada Programa de Compensação Ambiental
Conflitos de Convivência entre a População Local e os Migrantes	Programa de Compensação Ambiental Programa de Comunicação Social
Interferência e perda do patrimônio arqueológico e cultural.	Programa de Prospecção e Preservação do Patrimônio Arqueológico.
Redução de emprego e depleção de atividades quando a força de trabalho está desmobilizada.	Programa de Compensação Ambiental Programa de Comunicação Social Programa de educação ambiental
Maior demanda de serviços públicos.	Programa de Compensação Ambiental Programa de Saúde Pública Programa de Apoio às Atividades de Lazer e Turismo
Pressão nos Territórios Indígenas	Programa de Apoio às Comunidades Indígenas.
Maior demanda de habitação	Plano Ambiental para Construção (PAC) Programa de Compensação Ambiental
<u>IMPACTOS NA COMUNIDADE BIÓTICA</u>	
Perda e/ou fuga da fauna	Programa de Acompanhamento de Desmatamento e Resgate da Vida Selvagem Programa de Recuperação de Áreas Degradadas (PRAD) Programa de Conservação da Vida Selvagem Plano de Uso da Terra do Reservatório
Supressão de Vegetação	Programa de Desmatamento do Reservatório Programa de Recuperação de Áreas Degradadas Programa de Conservação da Flora



IMPACTOS SOCIOAMBIENTAIS	PLANOS DE MITIGAÇÃO
	Plano Ambiental para Construção (PAC) Programa de Compensação Ambiental
Desaparecimento de habitats para morcegos	Programa de Conservação da Ictiofauna
Depleção da vegetação arbórea no rio Madeira	Programa de Conservação da Flora Programa de Compensação Ambiental
Perda da ictiofauna devido à crescente demanda pesqueira	Programa de Conservação da Ictiofauna Programa de Preservação e Resgate da Ictiofauna
Conflito social relativo às atividades pesqueiras	Programa de Monitoramento e Apoio à Atividade Pesqueira
<u>IMPACTOS NO AMBIENTE FÍSICO</u>	
Interferência nas áreas de pesquisa e concessão mineral.	Programa de Acompanhamento dos Direitos Minerários e das Atividades de Prospecção
Interferência no patrimônio paleontológico potencial	Programa de Investigação, Monitoramento e Preservação Paleontológico
<u>ENCHIMENTO DO RESERVATÓRIO E OPERAÇÃO DA PLANTA</u>	
<u>IMPACTOS SOCIOECONÔMICOS</u>	
Queda do emprego e renda em perspectiva.	Programa de Acompanhamento dos Direitos Minerários e das Atividades de Prospecção
Alteração na dinâmica da população de vetores	Programa de Saúde Pública Programa de Comunicação Social Programa de educação ambiental Programa de Compensação Ambiental
Possíveis impactos na população ripária a jusante.	Programa de Ações a Jusante
<u>IMPACTOS NA COMUNIDADE BIÓTICA</u>	
Perda de ambientes específicos da avifauna (barreiras e locais de reprodução)	Programa de Conservação da Vida Selvagem
Introdução de espécies de peixes diferentes causada pela eliminação das barreiras naturais.	Programa de Conservação da Ictiofauna
Interrupção e interferência na rota migratória de peixes, peixes pequenos, larva e desova	Programa de Conservação da Ictiofauna
Perda local da biodiversidade de peixes (perdas nas áreas de desova, crescimento da ictiofauna e alterações em sua composição).	Programa de Conservação da Ictiofauna Programa de Preservação e Resgate da Ictiofauna
Perda de vegetação arbórea na área inundada do reservatório.	Programa de Conservação da Flora Programa de Compensação Ambiental
Possível eliminação de barreira naturais para espécies de botos na área.	Programa de Conservação da Vida Selvagem
Perda de áreas de reprodução (deposição de ovos) para tartarugas e jacarés	Programa de Conservação da Vida Selvagem
Maior biomassa da cianobactéria e macrófitas aquáticas.	Programa de Monitoramento e Controle de Macrófitas Aquáticas Programa de Monitoramento Limnológico
Proliferação de vetores de doenças aquáticas	Programa de Saúde Pública Programa de Comunicação Social Programa de educação ambiental Programa de Compensação Ambiental
Impactos nas espécies mamíferas aquáticas e semiaquáticas	Programa de Conservação da Vida Selvagem Programa de Acompanhamento de Desmatamento e Resgate da Vida Selvagem

IMPACTOS SOCIOAMBIENTAIS	PLANOS DE MITIGAÇÃO
Interferência nas Unidades de Conservação	Programa de Compensação Ambiental
Alterações Pesqueiras nos Reservatórios	Programa de Monitoramento e Apoio à Atividade Pesqueira
Concentração de escolas de peixes a jusante	Programa de Conservação da Ictiofauna
Interferência nos movimentos migratórios de tartarugas	Programa de Conservação da Vida Selvagem
IMPACTOS NO AMBIENTE FÍSICO	
Suspensão de Elementos Metálicos e Não Metálicos depositados no leito do rio	Programa de Monitoramento Hidrobiogeoquímico
Retenção de partículas suspensas	Programa de Monitoramento dos Sedimentos nas Águas
Níveis menores de oxigênio nos compartimentos laterais	Programa de Monitoramento Limnológico
Maiores possibilidade de erosão e solubilidade do sal a jusante	Programa de Monitoramento dos Sedimentos nas Águas
Alteração no depósito de mineração de ouro	Programa de Acompanhamento dos Direitos Minerários e das Atividades de Prospecção
Menores níveis de oxigênio devido à incorporação de biomassa	Programa de Monitoramento Limnológico
Perda de áreas agrícolas potenciais	Programa de Compensação Ambiental Programa de Relocação da População Afetada Programa de educação ambiental
Alteração no nível do lençol freático	Programa de Monitoramento do Lençol Freático

Tabela 21. Principais impactos identificados no EIA/RIMA e os respectivos Programas de Mitigação

A implementação dos 33 programas socioambientais listados no PBA será realizada pela ESBR com o apoio de parceiros e subcontratadas. Um resumo dos 33 programas socioambientais é apresentado na tabela abaixo.

N°	PROGRAMA AMBIENTAL E DESCRIÇÃO
1	Sistema de Gestão Ambiental Para garantir a implementação, gerenciamento da qualidade e monitoramento eficientes dos 32 programas ambientais definidos no PBA durante todo o ciclo da atividade, a ESBR desenvolveu um Sistema de Gestão Ambiental (SGA) que cobre o planejamento, construção, desmobilização e recuperação de áreas afetadas pela UHE Jirau. Esse sistema ajudará a identificar as sinergias entre os programas, ajudando a empresa a atender às condições das licenças/autorizações ambientais e as exigências legais aplicáveis. Além disso, para facilitar a integração dos programas propostos e promover sinergias entre eles, o SGA será apoiado pelo Sistema de Informações Geográficas (SIG) da UHE Jirau.
2	Programa Ambiental para Construção Este programa determina as diretrizes que devem ser seguidas durante as atividades de construção da UHE Jirau para reduzir as interferências ambientais. As atividades serão executadas durante o período de construção no local da Construção e no local da Construção Residencial (Nova Mutum Paraná) incluindo: (i) gerenciamento e tratamento de efluentes; (ii) monitoramento da emissão e qualidade da água; (iii) controle do consumo de energia, água e insumos de produção; (iv) educação ambiental e prevenção de riscos ambientais; (v) medidas de segurança da saúde e do local de trabalho.
3	Programa de Monitoramento do Lençol Freático Este programa deve monitorar a elevação e a qualidade do lençol freático até que a UHE Jirau esteja estabilizada. Implementando este programa será possível avaliar os efeitos na vegetação, qualidade da água subterrânea e uso do solo.
4	Programa de Monitoramento Climático Este programa irá seguir a evolução dos parâmetros climáticos antes, durante e após o enchimento do reservatório da UHE Jirau. Pela coleta contínua de dados meteorológicos será possível melhorar o



N°	PROGRAMA AMBIENTAL E DESCRIÇÃO
	entendimento da dinâmica do clima na região e avaliar a correlação com a instalação do reservatório da UHE Jirau.
5	Programa de Monitoramento Sismológico A finalidade deste programa é seguir a evolução das atividades sísmicas naturais e induzidas antes, durante e após o enchimento do reservatório.
6	Programa de Monitoramento dos Sedimentos nas Águas A finalidade deste programa é monitorar e avaliar a evolução espacial e temporal do rio Madeira, a montante e a jusante do reservatório da UHE Jirau antes, durante e depois de seu enchimento. Os dados coletados para este programa permitirão o controle da erosão e dos depósitos de sedimentos na área de influência.
7	Programa de Monitoramento Hidrobiogeoquímico A finalidade deste programa é monitorar as diferentes espécies de mercúrio nas matrizes ambientais (água, sedimento, solo, macrófitas, peixe, plâncton, invertebrados aquáticos e mamíferos) e humanos na área de influência da UHE Jirau.
8	Programa de Acompanhamento dos Direitos Minerários e das Atividades de Prospecção A finalidade deste programa é implementar novas regras para as atividades de extração mineral na área da UHE Jirau e trabalhar com o Departamento Nacional de Produção Mineral (DNPM), a agência reguladora do governo encarregada dos ativos minerais.
9	Programa de Monitoramento Paleontológico A principal finalidade deste programa é registrar o número de sítios paleontológicos e preservar os espécimes fósseis animais e vegetais na área de influência da UHE Jirau.
10	Programa de Monitoramento Limnológico A finalidade deste programa é estimar e medir as alterações na dinâmica da água doce resultante da instalação e operação da UHE Jirau, que será usada para apoiar a adoção de medidas de controle, no caso de serem identificados problemas na qualidade da água.
11	Programa de Monitoramento e Controle de Macrófitas Aquáticas A finalidade deste programa é seguir a dinâmica das macrófitas aquáticas na área de influência da UHE Jirau, que será usada para apoiar a adoção de medidas de controle no caso de serem identificados problemas de proliferação de macrófitas.
12	Programa de Conservação da Flora A finalidade deste programa é minimizar os impactos na vegetação através do monitoramento, resgate e conservação do germoplasma vegetal. Isso inclui medição dos três tipos, calculando os parâmetros da diversidade do ecossistema e determinando o envolvimento da comunidade na conservação da flora. Este programa inclui 2 subprogramas: (i) subprograma de monitoramento da flora; (ii) subprograma de recuperação e conservação do germoplasma.
13	Programa de Recuperação de Áreas Degradadas A finalidade deste programa é recuperar as áreas que sofrem intervenções para a instalação da UHE Jirau, incluindo o local da Construção e o local da Construção Residencial (Nova Mutum Paraná) e a futura Área de Preservação Permanente (APP).
14	Programa de Supressão da Vegetação do Reservatório Estabelece as diretrizes e procedimentos para desmatamento e supressão da vegetação da futura área do reservatório para evitar efeitos negativos na qualidade da água, fauna e flora.
15	Programa de Conservação da Vida Selvagem Este programa inclui o monitoramento contínuo da vida selvagem antes, durante e depois do enchimento do reservatório. Além disso, são realizados estudos qualitativos e quantitativos da vida selvagem na região. Este programa é implementado em conjunto com o Programa de Resgate da Vida Selvagem.
16	Programa de Acompanhamento de Desmatamento e Resgate da Vida Selvagem A finalidade deste programa é resgatar a vida selvagem durante as atividades de remoção da vegetação.
17	Programa de Conservação da Ictiofauna Este programa avalia o impacto da instalação da UHE Jirau na ictiofauna e apoia as medidas de mitigação usadas para controlar e preservar a ictiofauna. Dois Sistemas de Transposição de Peixes (STP) serão implementados para permitir que peixes migratórios, como bagres grandes (<i>Brachyplatystoma rouxeauxii</i> e <i>Brachyplatystoma platynemum</i>), acessem as áreas de desova localizadas a montante da atividade do projeto ²¹⁸ .

²¹⁸ Programa Básico Ambiental (PBA), Capítulo 4.17 – Programa de Conservação da Ictiofauna, página 64.



N°	PROGRAMA AMBIENTAL E DESCRIÇÃO
18	Programa de Resgate da Ictiofauna Este programa é complementar ao programa de conservação e a finalidade é resgatar e salvar a ictiofauna nas escadas de peixes construídas para a instalação da UHE Jirau, incluindo relocação, liberação e destinos adequados.
19	Programa de Compensação Ambiental A finalidade deste programa é mobilizar e alocar recursos financeiros para a instalação e manutenção da Unidade de Conservação (UC). Os recursos devem ser alocados para regularização dos títulos de propriedade e limites das terras, para a aquisição dos ativos e serviços necessários para implementar o gerenciamento, monitoramento e proteção da UC, entre outras questões como delineado na lei, para garantir a preservação da área.
20	Programa de Comunicação Social A finalidade deste programa é criar e manter canais contínuos de comunicação com as comunidades para informar e esclarecer a população, governo, sociedade civil e trabalhadores da construção sobre as atividades de instalação da UHE Jirau, incluindo interfaces dos programas ambientais e as fases da instalação.
21	Programa de educação ambiental Os principais objetivos deste programa são: (i) treinar e qualificar monitores para ensinar educação ambiental e desenvolvimento sustentável à população local, enfatizando o “conhecimento local”; (ii) ampliar a participação local nos processos de produção e disseminar o conhecimento sobre questões ambientais (iii) tornar a educação ambiental um meio de conscientização e transformação social.
22	Programa de Saúde Pública Desenvolver ações para ampliar, melhorar e qualificar a assistência à saúde da população nas áreas de influência direta e indireta ao redor da UHE. O programa também estabelece medidas que permitem o monitoramento e prevenção de doenças.
23	Programa de Apoio às Comunidades Indígenas A finalidade deste programa é apoiar o uso racional de recursos indígenas por meio de instrumentos de comunicação, cobrindo os aspectos sociais, culturais e econômicos da fauna e da flora. Este trabalho será desenvolvido em conjunto com as populações indígenas, que irão participar diretamente de todas as fases do trabalho.
24	Programa de Prospecção e Preservação do Patrimônio Arqueológico. A finalidade deste programa é realizar estudos arqueológicos e preservar os sítios arqueológicos pré-históricos localizados na área do local da construção e do futuro reservatório. O programa também inclui a preservação de monumentos, locais, estruturas e todos os elementos considerados importantes para a história local e a cultura regional.
25	Programa de Realocação da População Afetada A finalidade deste programa é realocar a população na área de influência direta da UHE Jirau, procurando manter ou melhorar o padrão da qualidade de vida e o desenvolvimento sustentável dos residentes que moram, trabalham, desenvolvem atividades ou sobrevivem dos recursos naturais existentes nesta área. Para esse fim, os residentes serão ativamente envolvidos nas opções de realocação e nas opções de indenização.
26	Programa de Recuperação da Infra-estrutura A finalidade deste programa é manter e recuperar as condições de acesso e comunicação da população nas áreas ao redor da UHE Jirau e todos os outros usuários da infra-estrutura existente.
27	Programa de Compensação Ambiental A finalidade deste programa é fazer investimentos sociais que irão contribuir definitivamente para o desenvolvimento social e econômico local e regional. Os investimentos propostos no programa incluem a construção de escolas, clínicas médicas, programas de treinamento da comunidade etc.
28	Programa de Uso da Terra do Reservatório Este programa tem três objetivos principais: (i) propor usos e ocupação da terra (zoneamento) para melhorar o uso das áreas ao redor do reservatório da UHE Jirau; (ii) garantir melhor qualidade ambiental na área ao redor do reservatório; (iii) definir áreas adequadas para as comunidades que serão reassentadas, além da alocação de espécies animais e do zoneamento ecológico e econômico na área ao redor do futuro reservatório.
29	Programa de Apoio às Atividades de Lazer e Turismo Por meio deste programa, os projetos no setor de lazer e turismo serão instalados com significativa participação da comunidade e do governo, devido à demanda de turismo aumentada como resultado do fluxo de entrada da população durante as fases de instalação e operação da instalação.



N°	PROGRAMA AMBIENTAL E DESCRIÇÃO
30	Programa de Monitoramento e Apoio à Atividade Pesqueira A finalidade é identificar e monitorar as atividades pesqueiras, além de identificar e monitorar quaisquer possíveis efeitos ambientais e sociais gerados pela instalação nas atividades pesqueiras.
31	Programa de Gestão de Troncos e Detritos Flutuantes e Submersos A finalidade deste programa é identificar, quantificar e definir o material transportado pelo rio Madeira e fornecer informações para ajudar a preparar uma solução de gerenciamento para troncos de árvores e detritos submersos e flutuantes.
32	Programa de Ações a Jusante Este programa tem três áreas principais: (i) desenvolver e identificar a população residente e as atividades econômicas desenvolvidas no local; (ii) acompanhar as alterações nessas áreas durante e após a instalação para identificar quaisquer possíveis causas das alterações identificadas; e (iii) gerar oportunidades de emprego e renda para os produtores rurais, pescadores e populações que moram nas comunidades ripárias.
33	Programa de Monitoramento de Áreas Sujeitas à Instabilidade ao longo de Encostas e Bancos do Rio A finalidade deste programa é identificar áreas críticas, monitorar e controlar a erosão nas encostas e bancos do rio.

Tabela 22. Resumo dos 33 programas socioambientais

A implementação dos programas socioambientais deve ser monitorada continuamente pela agência ambiental, que é uma pré-condição para a emissão da Licença de Operação (LO) da UHE Jirau, a última fase do licenciamento para a instalação. Como descrito na Seção D.1, a Licença de Operação (LO) da UHE Jirau deve ser obtida antes do início da operação comercial, proposta para outubro de 2012.

SEÇÃO E. Consulta pública local

E.1. Solicitação de comentários dos atores locais

As consultas públicas locais foram realizadas em três estágios diferentes como apresentado abaixo. O primeiro passo foi relacionado à apresentação e discussão do EIA/RIMA em 2006 visando a conclusão do Licenciamento Preliminar. Como a relevância do MDL é claramente mencionada no EIA/RIMA, esse conceito já foi introduzido ao atores neste estágio.

Mais tarde, após a ESBR receber o direito de concessão e buscar a aprovação de seu conceito de projeto revisado como base para a Licença de Instalação, foi realizada uma segunda rodada de consultas públicas.

Além disso, após a LI ser obtida, a ESBR estabeleceu uma participação contínua dos atores como base para a implementação e melhoria de parte de seus programas ambientais e para obter retorno constante dos principais atores do projeto. Como parte desse processo contínuo, a consulta pública local relacionada ao MDL iniciou já em janeiro de 2010, mas somente em março de 2012, como resultado da conclusão do DCP nas versões em português e inglês, foi realizada a consulta pública local oficial de acordo com as regras da AND brasileira.

1) Consultas públicas para a apresentação e discussão do EIA/RIMA

De acordo com a legislação ambiental atual (Lei no. 6938/1981 e Decisão CONAMA N°. 001/1986 e 237/1997), foram realizadas as audiências públicas para discutir o Estudo de Impacto Ambiental e o Relatório de Impacto Ambiental (RIMA). O EIA/RIMA foi disponibilizado para consulta pública em 25 de setembro de 2006 e os convites para as audiências públicas para discutir o EIA/RIMA das UHEs Santo Antônio e Jirau foram publicados pelo Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA) em uma notificação pública publicada em 24 de outubro de 2006 e, mais tarde, no Diário Oficial da União (DOU) em 24 de outubro de 2006 e em 14 de novembro de 2006.

Essa notificação pública cobria 4 (quatro) audiências oficiais e públicas, realizadas nos distritos de Abunã, Mutum-Paraná, Jaci-Paraná e na Cidade de Porto Velho, como descrito abaixo:

- Distrito de Abunã – realizada em 29 de novembro de 2006 na Escola Municipal de Ensino Fundamental Marechal Rondon, 404 pessoas compareceram à Audiência Pública de Abunã.
- Distrito de Mutum-Paraná – realizada em 20 de novembro de 2006 na Escola Municipal de Ensino Fundamental Nossa Senhora de Nazaré, 669 pessoas compareceram à Audiência Pública.
- Distrito de Jaci-Paraná – realizada em 10 de novembro de 2006 na Escola Municipal de Ensino Fundamental Maria Nazaré dos Santos, 800 pessoas compareceram à Audiência Pública.
- Cidade de Porto Velho – realizada em 11 de novembro de 2006 no Hotel Aquarius, sala Nautilus, 1.100 pessoas compareceram à Audiência Pública.

Todas as audiências públicas foram oficialmente divulgadas pelo IBAMA no Diário Oficial da União (DOU) e no website do Instituto. As empresas responsáveis pelo EIA/RIMA promoveram campanhas de publicidade para as audiências antecipadamente por meio da distribuição de folhetos, pôsteres, banners, anúncios em rádio, jornais, carreta de carros pelas comunidades com anúncios feitos por alto-falante, convites a agências e entidades, além de 36 reuniões e séries de debates nas universidades em Porto Velho.

Além disso, 36 ônibus e vans, 2 (dois) barcos e 2 (dois) taxis foram disponibilizados para o transporte público para os locais da audiência pública entre 8 e 11 de novembro de 2006. Para as audiências públicas realizadas em 29 e 30 de novembro de 2006, 22 ônibus e vans foram disponibilizados para o transporte das comunidades. Todos os registros e resultados das audiências públicas estão disponíveis para consulta no IBAMA e serão disponibilizados para a equipe de auditoria.

2) Consultas públicas para aprovação do conceito do projeto revisado

Além das audiências públicas realizadas para discutir os aspectos técnicos e ambientais apresentados no EIA/RIMA, a ESBR realizou uma audiência pública adicional para apresentar a proposta de mudar o local da UHE Jirau.

A finalidade específica dessa audiência foi detalhar os aspectos técnicos do projeto revisado e discutir a alteração nos aspectos ambientais da nova concepção de engenharia em comparação com a concepção original com base nas informações já apresentadas na respectiva Tabela na seção D.1. Essa Audiência foi realizada na cidade de Porto Velho em 15 de outubro de 2008 e aproximadamente 800 participantes compareceram.

3) Participação contínua dos atores e consulta do MDL conforme regulado pela CIMGC Resolução N° 7²¹⁹.

Após a conclusão do processo de consulta pública formal como exigido para a Licença de Instalação, a ESBR desenvolveu processos e programas para estabelecer canais de comunicação contínuos com a comunidade local para promover transparência e obter retorno para a melhoria contínua dos programas ambientais e atividades de mitigação definidos no PBA ou que estão sendo desenvolvidos além dos exigidos pelo processo de licenciamento formal. O Programa de Comunicação Social (20) é a parte mais importante dessa estratégia, com a finalidade de informar e educar a população, assim como as autoridades públicas, sociedade civil e os trabalhadores sobre todos os aspectos socioambientais da UHE Jirau e sua instalação. As ferramentas e canais de comunicação mais importante criados no campo de Programa de Comunicação Social estão descritos a seguir:

- Caixas de sugestões localizadas nos distrito de Abunã, Fortaleza do Abunã, Nova Mutum Paraná e Jaci Paraná;

²¹⁹ AND brasileira: A Resolução N° 7 de 5 de março de 2008 está disponível em: <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/336403.html>.

- Quadros de avisos localizados nos distritos de Abunã, Fortaleza do Abunã, Jaci Paraná, Nova Mutum Paraná, Ramal 31 de Março, local da construção (escritório da ESBR, LEME e a Cafeteria);
- Centro de Informações – Escritório de serviços comunitários localizado em Nova Mutum Paraná;
- Centro de Informações Móveis – As escolas e locais regionais (Jaci Paraná, Nova Mutum Paraná, Abunã, Fortaleza do Abunã, PA São Francisco, Ramal 31 de Março, escolas) são considerados escritórios de serviços comunitários;
- Portal do Observatório Jirau – Ação conjunta do Programa de Educação Ambiental e do Programa de Comunicação Social para monitorar questões ambientais, indo além das dimensões sociais, econômicas e culturais, com discussões em rede em um fórum de pesquisa popular permanente, discussões ambientais e produção cultural, e a promoção de ações socioambientais sustentáveis²²⁰;
- Serviço de discagem grátis (0800);
- Visitas domiciliares: Realizadas com os residentes da Área de Influência Direta (AID) da UHE Jirau e com os em Situação Especiais (AIISE);
- Visitas ao local da construção realizadas pelas comunidades (AID e AIISE);
- Reuniões com as comunidades para cobrir ou apresentar questões específicas.

Além disso, foi criado um Comitê de Sustentabilidade com a participação das ONGs locais, associações comunitárias, representantes das comunidades, representantes indígenas, municípios, agências ambientais locais, universidades, institutos culturais e patrimoniais, representantes das comunidades reassentadas, entre outros, que agora desempenham um papel fundamental na promoção da participação e envolvimento da comunidade no processo de implementação de todos os programas socioambientais contidos no Projeto Básico Ambiental (PBA) para a UHE Jirau. O Comitê ajuda no desenvolvimento conjunto de propostas e ajustes para as atividades realizadas, para fortalecer a discussão e o acompanhamento da instalação da UHE Jirau.

A estrutura do Comitê de Sustentabilidade inclui 9 Grupos de Trabalho (GT Atividades Mineraias, GT Indígena, GT Epidemiologia Técnica, GT Rural, GT Urbano, GT Regularização dos Títulos de Propriedade das Terras, GT Ambiental, GT Socioeconômico) com um membro eleito pela população como seu representante para cada GT (um ou dois em média). Portanto, os respectivos representantes são convidados para todas as reuniões assim com as agências e outras instituições envolvidas. Vale observar que todas as reuniões são abertas ao público.

O Comitê de Sustentabilidade também foi importante para a estruturação do processo de consulta pública local em relação ao MDL. Já na primeira reunião do comitê, que foi realizada em 7 de janeiro de 2010, o MDL foi introduzido para discutir o conceito do mecanismo, sua importância para a UHE Jirau e para os projetos de hidrelétricas em geral, assim como a questão das emissões de metano nos reservatórios e projetos de fio d'água como a UHE Jirau. Para informar a uma faixa mais ampla de atores, a reunião também foi comunicada no boletim da ESBR.

Mais tarde, em março de 2012, a ESBR iniciou então o processo de consulta pública local formal como definido pela Autoridade Nacional Designada brasileira (CIMGC - Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima). De acordo com as disposições da CIMGC Resolução N.º 7, a ESBR preparou um DCP em português, assim como um resumo e uma descrição da contribuição do projeto para o desenvolvimento sustentável (Anexo III) e os dois documentos foram disponibilizados para qualquer parte interessada no website da ESBR (<http://www.energiasustentaveldobrasil.com.br/>)²²¹. Além disso, e em conformidade com a lista obrigatória de atores como definido na Resolução N.º 7, a ESBR enviou cartas formais para informar às seguintes entidades e instituições sobre a atividade do projeto e a consulta pública local e também para solicitar expressamente seus comentários:

²²⁰ Mais informações sobre a organização social podem ser obtidas no website: <http://www.observatoriojirau.com.br/>.

²²¹ O DCP na versão em português foi disponibilizado em <http://www.energiasustentaveldobrasil.com.br/dcp.asp> em 28 de março de 2012.

- Prefeitura, Câmara Municipal e Secretaria do Meio Ambiente de Porto Velho;
- Sindicato dos Trabalhadores Rurais da Cidade de Porto Velho;
- Ministério Público Federal do Estado de Rondônia;
- FBOMS - Fórum Brasileiro de ONGs e Movimentos Sociais para o Meio Ambiente e o Desenvolvimento;
- Ministério Público Federal;
- IBAMA;
- SEDAM – Secretaria de Estado do Desenvolvimento Ambiental de Rondônia.

Além disso, o início do período de consulta pública oficial foi anunciado na reunião do Comitê de Sustentabilidade e os participantes foram convidados e instruídos sobre o procedimento de comentários sobre o projeto de MDL. Para fornecer informações abrangentes sobre o processo, foi feita uma apresentação detalhada sobre os aspectos chave da mitigação da mudança do clima e sobre o papel do MDL para a UHE Jirau e discutida com a audiência. Depois disso, o fato e o conteúdo da reunião foram novamente informados no boletim de comunicação da empresa²²².

E.2. Síntese dos comentários recebidos

Os comentários e perguntas recebidos durante o período de audiências públicas, realizado no contexto do processo de aprovação da Avaliação do Licenciamento Ambiental, podem ser classificados nas principais questões temáticas como:

- Geração de emprego durante as fases de construção e operação para a população local;
- Impactos nas atividades pesqueiras após a implementação do projeto;
- Opções de reassentamento para as comunidades ripárias e as residências urbanas localizadas em Mutum-Paraná;
- Pacotes de compensação para as comunidades afetadas (comunidades reassentadas e outras comunidades afetadas);
- Benefícios gerados pela atividade do projeto em áreas como: saúde (especialmente o controle da malária na região), educação, geração de renda e emprego.

Nenhum comentário adicional foi recebido durante o processo de consulta pública local, implementado de acordo com as exigências da AND brasileira.

E.3. Relatório sobre a consideração dos comentários recebidos

Todos os comentários e perguntas feitos durante as reuniões e audiências públicas foram respondidos oralmente pelo consórcio de empresas responsável pelo desenvolvimento do EIA e pela agência ambiental nacional (IBAMA). Como exigido pelas normas brasileiras, todos os comentários recebidos durante essa fase foram incorporados ao processo de licenciamento das Usinas Hidrelétricas de Santo Antônio e Jirau (o Complexo do rio Madeira), incluindo a Licença Prévia (LP) No 251/2007, que atestou a viabilidade ambiental desses projetos. De acordo com o parecer técnico nº 14/2007 – COHID/CGENE/DILIC/IBAMA (página 1) emitido pelo IBAMA:

“Este parecer técnico tem o objetivo de apresentar os resultados do estudo de impacto ambiental das usinas hidrelétricas de Santo Antônio e Jirau, conforme realizado pela equipe técnica do IBAMA, com base na análise do Estudo de Impacto Ambiental (EIA), Relatório de Impacto Ambiental (RIMA), Audiências públicas, estudos técnicos e outra documentação anexa ao processo de acordo com a legislação aplicável”

²²² Boletim da UHE Jirau, emissão 132 de 16 de abril de 2012, disponível para a EOD.



Com base nesse processo participativo, o IBAMA emite um parecer conclusivo, declarando que “(...) podemos afirmar que houve uma melhoria no entendimento geral do projeto e na abordagem dos problemas identificados e, como conclusão, não existe questão remanescente nesse estágio de Licenciamento Prévio”.

Durante a reunião pública realizada em 15 de outubro de 2008 em Porto Velho para apresentar e discutir a proposta de alteração da concepção de engenharia original do projeto e a construção da planta na Ilha do Padre em vez de no local original de Cachoeira de Jirau, os atores fizeram comentários adicionais. Esses comentários também foram respondidos oralmente pela ESBR e devidamente integrados no Processo de Licenciamento da Instalação. Além das questões temáticas levantadas nas audiências públicas anteriores, os participantes da reunião também apresentaram comentários sobre o treinamento da população local para trabalhar no local do projeto e sobre outras atividades²²³.

Durante o processo de consulta pública local, implementado de acordo com as exigências da AND brasileira, nenhum comentário ou preocupação foi apresentado.

SEÇÃO F. Aprovação e autorização

A carta brasileira de aprovação do país anfitrião será solicitada da AND brasileira de acordo com suas exigências aplicáveis e antes da conclusão do relatório de validação final pela EOD.

²²³ Todas as reuniões e audiências públicas foram totalmente registradas em áudio e vídeo.

**Apêndice 1. Informações de contato dos participantes do projeto**

Nome da organização	Energia Sustentável do Brasil S.A.
Endereço/Caixa postal	Avenida Almirante Barroso, 52 – 2802
Edifício	-
Cidade	Rio de Janeiro
Estado/Região	RJ
CEP	20031-000
País	Brasil
Telefone	+ 55 21 2277 3800
Fax	+ 55 21 2277 3838
E-mail	-
Website	www.energiasustentaveldobrasil.com.br
Contato	Antonio Luiz F. Abreu Jorge
Título	Diretor de Meio Ambiente e Sustentabilidade
Forma de tratamento	Mr.
Sobrenome	Jorge
Nome do meio	Abreu
Nome	Antonio
Departamento	Meio Ambiente e Sustentabilidade
Celular	-
Fax direto	+55 21 2277 3838
Tel. direto	+55 21 2277 3800
E-Mail pessoal	antonio.jorge@energiasustentaveldobrasil.com.br



Nome da organização	GDF SUEZ Energy Latin America Participações Ltda
Endereço/Caixa postal	Avenida Almirante Barroso, 52 – 1401
Edifício	-
Cidade	Rio de Janeiro
Estado/Região	RJ
CEP	20031-000
País	Brasil
Telefone	+ 55 21 3974 54 00
Fax	+ 55 21 2215 1312
E-mail	-
Website	-
Contato	Philipp Hauser
Título	Vice-presidente de Mercados de Carbono
Forma de tratamento	Mr.
Sobrenome	Hauser
Nome do meio	Daniel
Nome	Philipp
Departamento	Gerenciamento de MDL e do Mercado de Carbono
Celular	-
Fax direto	+55 21 2215 1312
Tel. direto	+55 21 3974 5443
E-Mail pessoal	philipp.hauser@gdfsuezla.com



Apêndice 2. Informações sobre financiamento público

Não há financiamento público do Anexo I nesse projeto.



Apêndice 3. Aplicabilidade da metodologia selecionada

Mais detalhes sobre a aplicabilidade da metodologia selecionada estão disponíveis na seção B.2.

Apêndice 4. Informações adicionais de apoio sobre o cálculo ex-ante das reduções de emissões

INFORMAÇÕES SOBRE A LINHA DE BASE

Fator de emissão (tCO ₂ /MWh)		
Margem Combinada (2010)		
1º Período de créditos	0,3095	
Margem de Construção 2010	0,1404	
Margem de Operação 2010	Janeiro	0,2111
	Fevereiro	0,2798
	Março	0,2428
	Abril	0,2379
	Maio	0,3405
	Junho	0,4809
	Julho	0,4347
	Agosto	0,6848
	Setembro	0,7306
	Outubro	0,7320
	Novembro	0,7341
	Dezembro	0,6348
Média 2010	0,4787	

Tabela 23. Informações sobre o fator de emissão do Sistema Interligado Nacional (ano base 2010)²²⁴²²⁴ Disponível em: <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/327813.html#ancora>, acessado em 12 de fevereiro de 2012.



Apêndice 5. Informações adicionais de apoio sobre o plano de monitoramento

Mais detalhes sobre a aplicabilidade da metodologia selecionada estão disponíveis nas seções B.7.2. e B.7.3.



Apêndice 6. Síntese das alterações após o registro

Não se aplica.

**Apêndice 7. Outras considerações dos participantes do projeto sobre o DCP.**

Observe que todos os links da Internet usados como referências foram devidamente acessados durante a elaboração do DCP e durante o processo de validação. Além disso, todos esses links da Internet usados como referências neste DCP foram impressos pelos participantes do projeto e disponibilizados para a EOD durante o processo de validação. Os participantes do projeto não têm controle e não podem ser responsáveis pelo acesso aos links da Internet usados como referências neste DCP se esses se tornarem indisponíveis ou não acessíveis. No caso de um ou mais links da Internet usados como referências neste DCP não estarem mais disponíveis para o público, as informações originais impressas podem ser acessadas mediante solicitação formal aos participantes do projeto por meio das informações de contato dos participantes do projeto disponibilizadas no Apêndice 1 deste DCP.

**Histórico do documento**

Versão	Data	Natureza da revisão
04.1	11 de abril de 2012	Revisão editorial para alterar a linha 2 da versão 02 na caixa de histórico de Anexo 06 para Anexo 06b.
04.0	EB 66 13 de março de 2012	Revisão necessária para assegurar consistência com as “Diretrizes para preenchimento do formulário do documento de concepção do projeto para atividades de projeto do MDL” (EB 66, Anexo 8).
03	EB 25, Anexo 15 26 de julho de 2006	
02	EB 14, Anexo 06b 14 de junho de 2004	
01	EB 05, Parágrafo 12 03 de agosto de 2002	Adoção inicial.
Classe de decisão: Legislação regulatória Tipo de documento: Formulário Função de negócio: Registro		