



ANÁLISE CUSTO-BENEFÍCIO DE PROJETOS DE INFRAESTRUTURA

PRODUTO 06 - Relatório de estudo de caso sobre aplicação da ACB Energia – UHE
Jatobá

Agosto 2021

Contrato: BRA10/694/38391/702/38399/2020, Licitação: JOF-1934/2020

1446-PND-01-GL-RT-0006-R4



MINISTÉRIO DA
ECONOMIA
SECRETARIA ESPECIAL DE
PRODUTIVIDADE E COMPETITIVIDADE



EQUIPE

Ministro de Estado da Economia

Paulo Roberto Nunes Guedes

Secretaria Especial de Produtividade e Competitividade

Alexandre Xavier Ywata De Carvalho

Secretaria de Desenvolvimento da Infraestrutura

Edson Silveira Sobrinho

Subsecretaria de Inteligência Econômica e de Monitoramento de Resultados

Rodolfo Gomes Benevenuto – Subsecretário

Diego Camargo Botassio – Coordenador-Geral de Inteligência Econômica

Renato Alves Morato – Coordenador-Geral de Monitoramento de Resultados

Equipe Técnica

Alexandre Moreira Galvão

Beatriz Azevedo Monteiro

Cristiane Delage Henriques Galvão

Danilo Gomes de Melo

Gerson Fernandes Chaves Macieira

Jefferson Fraga

José Wanderley Marangon Lima

Julia Lopes Novais

Marcone Dutra Mesquita

Sumário

1. APRESENTAÇÃO	10
2. FUNDAMENTOS PARA INTERVENÇÃO	11
2.1 DESCRIÇÃO DO CONTEXTO	11
2.2 DEFINIÇÃO DE OBJETIVOS	12
2.3 IDENTIFICAÇÃO DO PROJETO, ALTERNATIVAS E CENÁRIO CONTRAFACTUAL	13
2.4 PREMISSAS DO CENÁRIO CONTRAFACTUAL	13
2.5 PROPOSIÇÃO DE ALTERNATIVAS – ANÁLISE COMPARATIVA.....	17
3. REQUISITOS INFORMACIONAIS.....	19
3.1 METODOLOGIA ACB.....	19
3.2 ANÁLISE DA DEMANDA	19
3.3 DADOS TÉCNICOS DO PROJETO.....	20
4. SUMÁRIO EXECUTIVO.....	21
5. ESTIMAÇÃO DE CUSTOS ECONÔMICOS	32
5.1 DISPÊNDIO DE CAPITAL PARA CRIAÇÃO OU AMPLIAÇÃO DE CAPACIDADE EM INFRAESTRUTURA (CapEx).....	32
5.2 DESPESAS COM GESTÃO, MANUTENÇÃO E OPERAÇÃO DE INFRAESTRUTURA (OpEx)	35
6. ESTIMAÇÃO DE EXTERNALIDADES SOCIOAMBIENTAIS	39
6.1 EXTERNALIDADES MAPEADAS	39
6.2 EFEITOS ECONÔMICOS INDUTIVOS	46
7. ESTIMAÇÃO DE BENEFÍCIOS ECONÔMICOS.....	48
7.1 ESTIMAÇÃO DE BENEFÍCIOS BRUTOS.....	48
7.1.1 Cálculos da Estimativa de Benefícios.....	49
8. INDICADORES DE VIABILIDADE DO PROJETO	51
9. ANÁLISE DE RISCO	55
9.1 ANÁLISE DE SENSIBILIDADE	55
9.2 ANÁLISE DE RISCO QUALITATIVA	56
9.3 ANÁLISE DE RISCO QUANTITATIVA.....	60
10. ANÁLISE DISTRIBUTIVA.....	67
11. ANÁLISE COMPARATIVA.....	71
11.1 EXTERNALIDADES MAPEADAS	71
11.1.1 Usina Eólica Onshore.....	71
11.1.2 Termelétrica a Gás Natural.....	73
11.1.3 Usina Fotovoltaica	76



11.2 COMPARAÇÃO DOS RESULTADOS.....	76
11.3 PONTOS DE MELHORIA	79
12. CHECKLIST PARA ELABORAÇÃO.....	80
13. SIMULAÇÃO DO MODELO DE DECISÃO DE INVESTIMENTOS (MDI)	82
13.1 CONTEXTUALIZAÇÃO SOBRE O MODELO DE DECISÃO DE INVESTIMENTO (MDI)	82
13.2 MUDANÇAS PROPOSTAS.....	82
13.3 RESULTADOS DA SIMULAÇÃO	84
14. ANEXO 1 – ANÁLISE DE COMPOSIÇÃO DA MÃO DE OBRA NO CAPEX.....	88
15. ANEXO 2 – ANÁLISE DA COMPOSIÇÃO DO OPEX.....	90
16. ANEXO 3 – MODELO DE ANÁLISE DE CUSTO-BENEFÍCIO	92
17. ANEXO 4 – ELASTICIDADE PREÇO E RENDA DA DEMANDA DE ENERGIA ELÉTRICA: UMA INVESTIGAÇÃO PARA O BRASIL E REGIÕES.....	93
17.1 EXERCÍCIO ECONOMÉTRICO 1.....	93
17.2 EXERCÍCIO ECONOMÉTRICO 2.....	97
17.3 EXERCÍCIO ECONOMÉTRICO 3.....	99
18. BIBLIOGRAFIA CONSULTADA	103



Índice de Figuras

Figura 2-1 – Localização da UHE Jatobá na Bacia do Tapajós	11
Figura 7-1 – <i>Benefício do Aumento de Energia</i>	48
Figura 9-1 – Distribuição Log-Normal para a variação da Variável Energia Gerada	62
Figura 9-2 – Distribuição Log-Normal para a variável CapEx	63
Figura 9-3 – Distribuição amostral de probabilidades para a TRE	64
Figura 9-4 – Variáveis de maior impacto na variabilidade da TRE	64
Figura 9-5 – Distribuição amostral de probabilidades para o B/C	65
Figura 9-6 – Variáveis de maior impacto na variabilidade do B/C.....	65

Índice de Quadros

Quadro 2-1 - População dos municípios da área de influência	12
<i>Quadro 2-2 – Premissas Gerais Cenário Contrafactual</i>	13
<i>Quadro 2-3 – Premissas Cenário Contrafactual</i>	14
<i>Quadro 2-4 - CapEx UTE Carvão Mineral</i>	14
<i>Quadro 2-5 - Cronograma físico-financeiro UTE Carvão Mineral</i>	15
<i>Quadro 2-6 – Composição do O&M de uma UTE Carvão Mineral</i>	15
<i>Quadro 2-7 – Encargos Cenário Contrafactual</i>	16
<i>Quadro 2-8 - Externalidades monetizadas - Usina Termelétrica Carvão Nacional</i>	16
<i>Quadro 2-9 - Estimativa do valor da emissão de Nox</i>	16
<i>Quadro 2-10 - Estimativa do valor da perda de água</i>	17
<i>Quadro 2-11 – Resultado Cenário Contrafactual</i>	17
<i>Quadro 4-1 - Indicadores ACB</i>	24
<i>Quadro 4-2 - Análise de Sensibilidade CapEx e OpEx – Base</i>	24
<i>Quadro 4-3 - Análise de Sensibilidade Emissão de Carbono e Fator de Capacidade – Base</i>	25
<i>Quadro 4-4 – Análise “Switching Value”</i>	25
<i>Quadro 4-5 - Matriz de risco do projeto</i>	26
<i>Quadro 4-6 - Resultados MDI com ajustes Propostos e sem a aplicação dos fatores de conversão</i> ...	30
<i>Quadro 4-7 - Resultados MDI com ajustes Propostos e com a aplicação dos fatores de conversão</i>	31
Quadro 5-1 – Custos Econômicos de Implantação	34
Quadro 5-2 – Parâmetros de Cálculo do OPEX	36
Quadro 5-3 - Composição da Mão de Obra Própria da UHE Itaipu	36
Quadro 5-4 - Custos Econômicos de Operação do Empreendimento	38

Quadro 6-1 – Externalidades Mapeadas e Quantificadas	40
Quadro 6-2 – Cálculo da Externalidade da Interferência no Garimpo.....	41
Quadro 6-3 - Percentual População Rural	42
Quadro 6-4 - PEA Rural	42
Quadro 6-5 - Terras Indígenas Afetadas pela UHE Jatobá	43
Quadro 6-6 - PEA Indígena.....	43
Quadro 6-7 - Custo da Pesca Indígena	44
Quadro 6-8 – - Emissão de gases de efeito estufa e geração de eletricidade por fonte no ano de 2010	45
Quadro 6-9 – Dados de PIB e População de Paranaíta (MT)	47
Quadro 6-10 - Dados de PIB e População de Jacareacanga (PA)	47
Quadro 6-11 - Dados de PIB e População de Estreito (MA).....	47
Quadro 8-1 - Interpretação da TRE	51
Quadro 8-2 – Fluxo de Caixa Social do Projeto Consolidado (R\$'000)	53
Quadro 8-3 - Indicadores ACB.....	54
Quadro 9-1 - Análise de Sensibilidade CapEx e OpEx	55
Quadro 9-2 - Análise de Sensibilidade Preço do Carbono e Fator de Capacidade	55
Quadro 9-3 – Análise “Switching Value”.....	56
Quadro 9-4 - Matriz de risco do projeto	57
Quadro 9-5 - Amostra de precipitação	60
Quadro 9-6 - Amostra de CapEx Referencial	62
Quadro 10-1 – Análise Distributiva (R\$'000)	68
Quadro 11-1 - Externalidades Mapeadas e Quantificadas para uma Usina Eólica Onshore	71
Quadro 11-2 – Inibição no turismo causada pela implantação da usina.....	72
Quadro 11-3 - Emissão de GEE - Eólica	72
Quadro 11-4 - Custo da Intermittência - Eólica.....	73
Quadro 11-5 - Externalidades monetizadas - Usina Termelétrica a à Gás Natural	74
Quadro 11-6 - Estimativa do valor da emissão de GEE – UTE GN.....	74
Quadro 11-7 - Estimativa do valor da emissão de Nox – UTE GN.....	74
Quadro 11-8 - Estimativa do valor da perda de água – UTE GN	75
Quadro 11-9 - Emissão de GEE - UFV	76
<i>Quadro 11-10 - Comparação dos indicadores da ACB</i>	<i>77</i>
<i>Quadro 11-11 - Análise de sensibilidade do CapEx de referência.....</i>	<i>77</i>
<i>Quadro 11-12 - Análise de sensibilidade do fator de capacidade.....</i>	<i>77</i>



Quadro 11-13 – Quadro resumo de indicadores	78
Quadro 12-1 – Checklist para Elaboração.....	80
Quadro 13-1 - Emissão de gases de efeito estufa e geração de eletricidade por fonte no ano de 2010	83
Quadro 13-2 - Resultados MDI com ajustes Propostos e sem a aplicação dos fatores de conversão .	85
Quadro 13-3 - Resultados MDI com ajustes Propostos e com a aplicação dos fatores de conversão .	86
Quadro 13-4 - Cronograma Original	86
Quadro 13-5 - Cronograma com ajustes e sem fatores de conversão	86
Quadro 13-6 - Cronograma com ajustes e com fatores de conversão	86
Quadro 14-1 – Classificação Brasileira de Ocupações	88
Quadro 14-2 – Qualificações dos CBOs Identificados.....	88
Quadro 14-3 – Proporção de Gastos com Mão de Obra por Atividade de Construção	89
Quadro 15-1 – UHEs Selecionadas para Análise	90
Quadro 15-2 – Categorização dos Gastos Operacionais.....	91
Quadro 17-1 – Identificação das Fontes dos Dados das Variáveis	93
Quadro 17-2 – Estatísticas Descritivas das Variáveis Aplicadas.....	95
Quadro 17-3 – Resultados das estimativas modelo em dados em painel Brasil	96
Quadro 17-4 – Resultados das estimativas Brasil e Região	96
Quadro 17-5 – Identificação das Fontes dos Dados das Variáveis	97
Quadro 17-6 – Estatísticas Descritivas das Variáveis Aplicadas.....	97
Quadro 17-7 - Testes de Raiz Unitária	98
Quadro 17-8 - Testes de Co-Integração de Johansen	98
Quadro 17-9 – Vetor de Co-integração.....	98
Quadro 17-10 - Cenário I e II.....	99



Lista de Siglas e Abreviaturas

A.a.	Ao ano
ACB	Análise Custo Benefício
All	Área de Influência Indireta
Aneel	Agência Nacional de Energia Elétrica
ARIMA	Autorregresive Integrated Moving Average (Modelo auto-regressivo integrado de médias móveis)
B/C	Benefício-Custo
C/	Com
CapEx	Capital Expenditure (Investimentos em bens de capitais)
CBO	Classificação Brasileira de Ocupações
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CE	Ceará
CI	Capacidade Instalada
CNC	Confederação Nacional do Comércio de Bens, Serviços e Turismo
CO2	Gás Carbônico
CVU	Custo Variável Unitário
EGC	Equilíbrio Geral Computável
EIA	Estudo de Impacto Ambiental
ELET	Eletrobrás
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
Eq	Equivalente
ERR	Economic Rate of Return (Taxa de econômica de retorno)
EVTE	Estudos de Viabilidade Técnica e Econômica
FAC	Função de Autocorrelação
FACP	Função de Autocorrelação Parcial
FC	Fator de Conversão
FC	Fator de Capacidade
Freq.	Frequência
G	Gramas
GCPS	Grupo Coordenador do Planejamento do Sistema Elétrico
GEE	Gases do Efeito Estufa
GLS	Mínimos Quadrados Generalizados
GN	Gás Natural
GW	Gigawatt
GWh	Gigawatt-hora
Hab.	Habitantes
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
IEMA	Instituto de Energia e Meio Ambiente
IGP-DI	Índice Geral de Preços - Disponibilidade Interna
IPCA	Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo
IPEA	Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada
IRR	Internal Rate of Return (Taxa interna de retorno)
Jun.	Junho
Km	Quilômetros
KM2	Quilômetro quadrado
KW	Quilowatt
KWh	Quilowatt-hora
LM	Multiplicador de Lagrange
LN	Logaritmo natural
Ltda	Limitada



m3	Metro cúbico
Mar.	Março
MDI	Modelo de Decisão de Investimento
MIP	Matriz Insumo-Produto
Mm	Milímetros
MME	Ministério de Minas e Energia
MQO	Mínimos Quadrados Ordinários
MW	Megawatt
MWh	Megawatt-hora
Nox	Óxido de Nitrogênio
O&M	Operação e Manutenção
OLS	Ordinary Least Square
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
OPE	Orçamento Padrão Eletrobrás
OpEx	Operational Expenditure (despesas operacionais)
PA	Pará
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PDE	Plano Decenal de Expansão de Energia
PEA	População Economicamente Ativa
PIB	Produto Interno Bruto
PPE	Programa de Planejamento Energético
R\$	Real
RAIS	Relação Anual de Informações Sociais
RH	Recursos Humanos
RIMA	Relatório de Impacto Ambiental
S.A.	Sociedade Anônima
SICnet	Serviço de Informações ao Cidadão
SIN	Sistema Interligado Nacional
SISORH	Sistema de Orçamento de UHE
T	Tonelada
T/D	Transmissão e Distribuição
TER	Taxa de Retorno Econômica
Ton.	Tonelada
TSD	Taxa Social de Desconto
UC	Unidade de Conservação
UFV	Central Geradora Fotovoltaica
UHE	Usina Hidrelétrica
USD/ US\$	Dólar Americano
UTE	Central Geradora Termelétrica
VAE	Valor Anual Equivalente
VAR	Vetor autorregressivo
VEC	Vetor de Correção de Erros
VIF	Variance Inflation Factor
VPL	Valor Presente Líquido
VSPL	Valor Social Presente Líquido



1. APRESENTAÇÃO

Esta publicação é parte integrante de uma série de relatórios que visam divulgar, solidificar e subsidiar a preparação e avaliação de propostas de investimento em infraestrutura segundo a metodologia definida pelo Guia Geral de Análise Socioeconômica de Custo-Benefício para Projetos de Investimento de Infraestrutura (Guia ACB) publicado pelo Ministério da Economia. A aplicação da ACB em uma fonte de geração visa compreender os impactos socioeconômicos e ambientais de um projeto do gênero.

O desenvolvimento deste documento é resultado da parceria entre a Secretaria de Desenvolvimento da Infraestrutura da Secretaria Especial de Produtividade e Competitividade do Ministério da Economia (SDI/SEPEC/ME) com o Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento (PNUD). Trata-se do PRODUTO 06 - Relatório de estudo de caso sobre aplicação da ACB Energia – UHE Jatobá, parte integrante do Contrato: BRA10/694/38391/702/38399/2020, Licitação: JOF-1934/2020. A partir dessa parceria, a consultoria contratada desenvolveu uma proposta de manual e o presente estudo de caso, o qual em sua fase de elaboração contou com contribuições dos órgãos federais protagonistas deste setor, como a Empresa de Pesquisa Energética, a Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético e a Secretaria de Energia Elétrica do Ministério de Minas e Energia.

Este documento apresenta o resultado do estudo de caso de aplicação da metodologia de Análise Custo-Benefício (ACB) no empreendimento UHE Jatobá (construção de uma usina hidrelétrica no Pará). O estudo de caso tem por objetivo exemplificar uso da metodologia apresentada no documento “Proposta de Manual de Análise Custo-Benefício para Investimentos em Expansão da Geração de Energia Elétrica”.

A aplicação da ACB em uma fonte de geração visa compreender os impactos socioeconômicos de um projeto do gênero. O intuito, assim, da exposição do Estudo de Caso não é encontrar valores de premissas e resultados que representem o caso em sua essência, precisão e orçamento e, sim, diante de métricas selecionadas, identificar preços sociais e impactos econômicos (benefícios, custos e externalidades) relacionados a esse tipo de projeto. Assim, o exercício de viabilidade do projeto aqui exemplificado é meramente didático e ilustrativo e não pretende, em nenhum momento, retratar sua viabilidade real, financeira ou econômica.

Nesse sentido, recomendamos o uso de tal metodologia para garantir maior transparência e efetividade na estruturação e priorização de projetos de investimento de infraestrutura de energia elétrica, tornando-os cada vez mais alinhados com as principais necessidades da sociedade. Esta publicação cumpre não apenas com o objetivo de disseminar de melhores práticas sobre avaliação socioeconômica de projetos de infraestrutura de energia elétrica, mas também garantir maior prestação de contas dos recursos do contribuinte investidos na elaboração deste produto.

2. FUNDAMENTOS PARA INTERVENÇÃO

2.1 DESCRIÇÃO DO CONTEXTO

Esse estudo de caso ilustra a aplicação da Análise de Custo-Benefício (ACB) à Usina Hidroelétrica de Jatobá (PA), projeto real que está previsto para ser instalado na sub-bacia 17 da Bacia dos Tapajós. De acordo com o Estudo de Viabilidade Técnica e Econômica (EVTE), aprovado em 2018, o empreendimento contará com potência instalada de 1.649,92 MW e fator de capacidade de 0,555, com expectativa de geração anual, excluindo efeitos de perda em geração e transmissão e distribuição, de 8.026,79 GWh. Para isso, será necessário um alagamento de 467,20 km², que atingirá territórios dos municípios de Itaituba e Jacareacanga, ambos no estado do Pará. Assim, tais cidades sofrerão pressão sobre a infraestrutura local, equipamentos públicos e outras interferências relativas à acessibilidade fluvial. Além desses, a área de influência indireta (All) também engloba o município de Trairão, por onde deve passar a linha de transmissão e localizar-se-a a subestação associada. Ao todo, a All compreende uma superfície de 126.988 km², sendo 48,7% do total correspondente ao território de Itaituba, 41,8% a Jacareacanga, e 9,4% a Trairão.

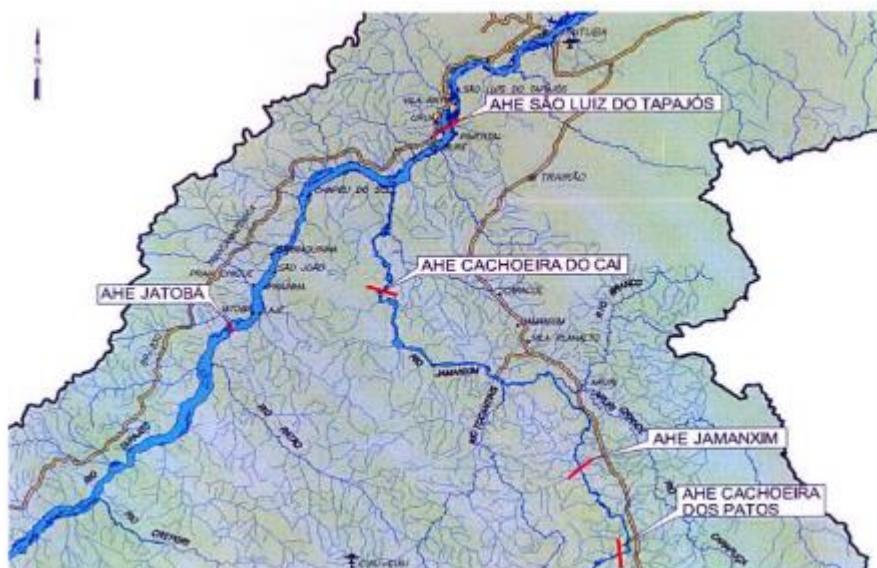


Figura 2-1 – Localização da UHE Itaobá na Bacia do Tapajós

Fonte: FVTF UHF Jatobá

Em 2010, os três municípios afetados, em conjunto, concentravam uma população de 128.471 habitantes, sendo 63,4% desses residentes de áreas urbanas. Tal dado, entretanto, se dá pelo maior porte populacional de Itaituba, que compõe 85% da população total da área de influência, com predominância de população urbana.

Quadro 2-1 - População dos municípios da área de influência

Municípios e Área de Influência Indireta (All)	Total	Urbana	Rural	Taxa de Urbanização
Itaituba	97.493	70.682	26.811	72,5%
Jacaraecanga	14.103	4.930	9.173	35,0%
Trairão	16.875	5.679	11.196	33,7%
All	128.471	81.397	47.074	63,4%

Fonte: IBGE, Censo Demográfico, 2010.

O Produto Interno Bruto dos municípios, em 2010, de acordo com o Censo Demográfico realizado pelo IBGE, foi de R\$ 819.590,00¹, em valores correntes, representando um crescimento real de 2,3 vezes comparado ao ano 2000. Trata-se de um crescimento real a uma taxa média anual de 8,6%, relativamente maior que o crescimento médio anual da economia paraense, de 7,5% ao ano. Apesar disso, dada a baixa densidade populacional dos municípios, a participação no PIB estadual é de baixa relevância, com Itaituba ocupando a 15º posição no ranking do PIB dos municípios, e Jacareacanga e Trairão ocupando a 87º e 104º, respectivamente, ainda segundo dados do IBGE.

O acesso aos municípios é feito, principalmente, pela BR-163 (Cuiabá-Santarém), que interliga a região Sul ao Centro-Oeste e ao Norte do país, e pela BR-230 (Transamazônica), inicialmente planejada para interligar as regiões Norte e Nordeste. Assim, pela não completude e ausência de pavimentação, principalmente nos estados do Pará e Amazonas, o tráfego de veículos pesados é muito prejudicado. Somado a isso, as condições ainda mais desfavoráveis de estradas vicinais impedem rotas alternativas ao empreendimento, agravando a situação.

A rede de distribuição da energia elétrica na All é operada pela Equatorial Energia, antes conhecida como Centrais Elétricas do Pará, que, através de duas subestações interligadas à UHE Tucuruí, atende os municípios de Itaituba e Tairão, assim como alguns distritos associados. O abastecimento de Jacareacanga, por sua vez, é feito por um sistema isolado de geração elétrica através de uma central termelétrica à óleo diesel.

Em relação ao saneamento local, apenas 13,8% da população da All têm acesso direto à rede geral de abastecimento de água, sendo a maioria abastecida por poços e nascentes, e apenas 16,9% dispunham de esgotamento adequado.

Além disso, a All da UHE Jatobá possui diversas Unidades de Conservação Nacional (UC) e Terras Legalmente Protegidas, incluindo Parques e Florestas Nacionais, Áreas de Proteção Ambiental e Terras Indígenas. À exceção do Parque Nacional da Amazônia e da Floresta Nacional do Amanã, todas as UCs estão localizadas ao leste do rio Tapajós.

2.2 DEFINIÇÃO DE OBJETIVOS

A implantação da UHE Jatobá tem como principal objetivo o suprimento da demanda futura de energia, associado à oferta adicional, conforme será abordado no Capítulo 3. Com isso, o projeto configura-se em um empreendimento com objetivo incremental, isto é, aumentar a oferta de energia no sistema elétrico brasileiro.

¹ IBGE, Produto Interno dos Municípios, Censo Demográfico de 2010.



2.3 IDENTIFICAÇÃO DO PROJETO, ALTERNATIVAS E CENÁRIO CONTRAFACTUAL

Para o Cenário Contrafactual foi avaliado o cenário mais provável sem o projeto. Destaca-se, que o custo da falta de energia, Custo do Déficit, é de valor expressivo por cada Mwh não produzido, pois impacta não somente no setor diretamente afetado pela ausência dessa energia, como inibe, também, produção na cadeia produtiva relacionada. Em resumo, não é permitido ao agente decisivo conviver com tal déficit, o que implica, comumente, nas análises realizadas, por meio do Modelo de Decisão de Investimentos (MDI), a indicação das fontes disponíveis para expansão por térmicas, ainda que sejam de custo socioeconômico elevado, pois evitariam perdas ainda mais expressivas à economia. Apesar do planejamento proposto pelo Plano Decenal de Energia (PDE) e pelo Plano Nacional de Energia (PNE) terem mais opções previstas para expansão, de acordo com o cronograma de implantação desejado, incluindo térmicas de gás natural, menos poluente, a padronização de um cenário com disponibilidade mais imediata de execução e acesso a dados públicos mais detalhados, como nas térmicas a diesel e a carvão nacional, é mais indicado. Esta última, com maior disponibilidade de informações públicas de dados de referência para sua construção e operação, sendo então a Térmica a Carvão Nacional indicada para o Contrafactual do Estudo de Caso.

A geração líquida de energia nos dois cenários deve ser a mesma, assim como os benefícios de acréscimo de energia, deixando os custos econômicos e externalidades dessas alternativas, como o fator diferencial para a avaliação e decisão. Os custos de transmissão e Distribuição (T&D) podem variar entre as fontes e as perdas devem ser individualizadas. A geração de energia comparável é livre de perdas. Sobre a abertura de custos de Capex e Opex, em cada cenário, são aplicáveis os fatores de conversão pertinentes.

2.4 PREMISSAS DO CENÁRIO CONTRAFACTUAL

Inputs e Premissas Gerais

Como cenário contrafactual foi utilizado um investimento hipotético em uma geradora termelétrica a carvão nacional. As premissas iniciais estão discriminadas a seguir:

Quadro 2-2 – Premissas Gerais Cenário Contrafactual

Descrição	Valor
Tipo de Fonte	Termo Carvão
Taxa de Desconto Social	8,50%
Data Base	jun/20
Início da Projeção	jan/26
Entrada em Operação	jan/30
Tempo de Concessão/Operação (após entrada em operação)	30
Término de Operação	dez/59
Vida útil	25

Fonte: PDE 2030 e premissas estabelecidas pelo consórcio

O fator de capacidade de uma termelétrica a carvão mineral foi estabelecido em 89,50%, de acordo com o estabelecido pela EPE (2016). Já a perda na transmissão e distribuição foi definida em 11,20% de acordo com a Aneel (2019), abrangendo a perda técnica e a perda não técnica regulatória. Para fins de comparação, foi definida a geração ao consumidor final em MWh na mesma quantidade que a UHE se dispõe a gerar. A partir desses dados estabelecidos, foi possível calcular a geração média anual e, por conseguinte, a capacidade instalada.



$$\text{Parâmetro de Geração Média Anual} = \frac{\text{Geração ao Consumidor Final}}{(1 - \text{Perda}) \times 24 \times 365} \quad (2.1)$$

$$\text{Capacidade Instalada} = \frac{\text{Parâmetro de Geração Média Anual}}{\text{Fator de Capacidade}} \quad (2.1)$$

O preço da energia para o consumidor final foi mantido o mesmo dos demais empreendimentos analisados: R\$/MWh 509,44.

Quadro 2-3 – Premissas Cenário Contrafactual

Descrição	Valor	Unidade
Capacidade Instalada	823	MW
Fator de Capacidade	89,50%	%
Parâmetro de Geração Média Anual	737	MW
Perda na Geração Anual	-	% Total
Perda na T/D	11,20%	% Total
Geração ao Consumidor Final - Projeto	5.731.756	MWh
Parâmetro de Valor da Energia (Check Custo Marginal)	419,82	R\$/MWh
Preço da Energia Consumidor Final	509,44	R\$/MWh

Fonte: Elaboração Própria

Capex

Os investimentos necessários para a implantação de uma usina termoelétrica a carvão mineral se referem ao custo com terreno, obras civis, equipamentos e montagem, além de custos indiretos como taxas e custos administrativos. Para estimativa da composição do CapEx de usinas à carvão mineral, foram utilizados dados fornecidos pela EPE, além de parâmetros definidos por estudo já citado da IEA, acerca da parcela associada à mão de obra.

Quadro 2-4 - CapEx UTE Carvão Mineral

Categoria CapEx	% CapEx	Categoria FC	FC Médio
Obras civis e instalação	7,70%	Construção	0,9330
Equipamentos mecânicos	28,70%	Outras máquinas e equipamentos mecânicos	0,9130
Equipamentos elétricos e instalação	4,20%	Máquinas, aparelhos e materiais elétricos	0,8780
Projetos indiretos	11,90%	Fator Padrão	0,935
Taxas e contingências	9%	Fator Padrão	0,935
Custos do proprietário	17%	Fator Padrão	0,935
Mão de obra qualificada	1,68%	Mão de obra mais qualificada	0,74583
Mão de obra não qualificada	20,82%	Mão de obra menos qualificada	0,7371

Fonte: EPE, <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-173/Energia%20Termel%C3%A9trica%20->

Nota: 1) FC: Fator de Conversão, conforme IPEA.

Adicionalmente, para entender a temporalidade do dispêndio de capital, a duração da instalação das UTEs a Carvão Mineral foi estimada com base em cronograma físico-financeiro de uma usina já em

funcionamento², UTE Candiota II. Além das informações referentes a usinas em específico abaixo, a EPE considerou um prazo de 48 meses como tempo médio de desembolso.

Quadro 2-5 - Cronograma físico-financeiro UTE Carvão Mineral

Proporção/Tempo	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4
Adicionado	36,64%	33,36%	28,00%	2,00%
Acumulado	36,64%	70,00%	98,00%	100,00%

Fonte: Projeto de Lei Orçamentária, 2008. UTE Candiota II

Opex

Já para estimativa da composição dos custos de O&M, foi necessário recorrer à comparação com usinas similares. Para isso, foram utilizadas demonstrações financeiras da UTE Itaquí e da UTE Porto de Pecém, que apresentaram dados com nível de detalhamento suficiente para análise.

Quadro 2-6 – Composição do O&M de uma UTE Carvão Mineral

Composição do O&M	% O&M	Categoria FC	FC
Pessoal	43,16%		
Mão de obra mais qualificada	20%	Mão de obra mais qualificada	0,74583
Mão de obra menos qualificada	23%	Mão de obra menos qualificada	0,7371
Material de consumo	12,65%	Fator Padrão	0,935
Seguros	3,32%	Intermediação financeira, seguros e previdência complementar	0,9100
Aluguel	0,58%	Atividades imobiliárias	0,9340
Outros	6,22%	-	1,00
Serviços de terceiros	34,07%		
Serviços de informática	2%	Desenvolvimento de sistemas e outros serviços de informação	0,9710
Serviços de consultoria	1%	Serviços jurídicos, contabilidade e consultoria	0,9800
Serviços de manutenção	20%	Manutenção, reparação e instalação de máquinas e equipamentos	0,9650
Serviços de limpeza e vigilância	4%	Serviços de vigilância, segurança e investigação	0,9350
Serviços de transporte	1%	Correio e outros serviços de entrega	0,999
Serviços compartilhados	3%	Fator Padrão	0,935
Outros	3%	Fator Padrão	0,935

Fonte: Demonstrações Financeiras, Itaqui Geração de Energia (2019) e Porto do Pecém Geração de Energia (2020).

Nota: 1) FC: Fator de Conversão, conforme IPEA.

O principal insumo desse tipo de usina termelétrica é o carvão mineral. O preço do carvão mineral está vinculado a fatores como a natureza da mineração, grau de beneficiamento requerido, distância e meio de transporte, as quantidades contratadas e a qualidade do carvão, sendo difícil estimar um valor médio para uma usina genérica. Assim, utilizando dados do PDE 2030, que tem como

² BRASIL, Ministério do Planejamento, Orçamento e Gestão Secretaria de Orçamento Federal. Orçamentos da União Exercício Financeiro 2009. Volume IV. Brasília: Projeto de Lei Orçamentária, 2008

base a média do CVU de usinas já em operação, estima-se um custo de R\$120,00 por MWh de energia gerada.

Encargos

Sobre a atividade da termelétrica incidem três encargos, são eles: TFSEE, TUST/TUSD e P&D, todos calculados conforme as respectivas determinações da Aneel.

Quadro 2-7 – Encargos Cenário Contrafactual

Descrição	Valor	Unidade	Parâmetros
TFSEE	825,40	BETU (R\$/kW)	0,40%
TUST/TUSD	11,59	R\$/kW	-
P&D	1,00%	% ROL fin	-

Fonte: Despacho 34, de 7 de janeiro de 2021 - Aneel, REH2.748, de 11 de agosto de 2020 – Aneel, site Aneel e elaboração própria

Externalidades

As principais externalidades relacionadas à implantação de uma termelétrica a carvão mineral são relativas à queima do combustível utilizado para geração. Nesta análise, portanto, foram consideradas apenas a emissão de gases poluentes (NOx) e a perda de água resultante da evaporação. Cabe a ressaltar que existem outras externalidades existentes em usinas termelétricas, que, dada a impossibilidade de cálculo sem dados específicos do projeto, não foram calculados.

Quadro 2-8 - Externalidades monetizadas - Usina Termelétrica Carvão Nacional

Externalidade	Descrição	Custo R\$'000
Emissão de gases poluentes	A operação da termelétrica emite gases poluentes, principalmente NOx, que devem ser monetizados.	R\$ 364.510,12
Perda de água	A operação da termelétrica precisa de água para resfriar suas torres, e parte dessa água é perdida nesse processo.	R\$ 966,04

Fonte: Consórcio Engecorps-Ceres

Emissão de Gases Poluentes

Os gases poluentes foram monetizados utilizando o passo-a-passo descrito no Manual ACB Setorial Energia. Dessa maneira, para mais detalhes da metodologia, consultar o manual. O quadro abaixo descreve a aplicação da metodologia em termos práticos do projeto em questão:

Quadro 2-9 - Estimativa do valor da emissão de Nox

Métricas	Valores
Energia gerada (MWh)	6.454.680
Emissão ³	8.610,54
Custo da tonelada (US\$-2007) ⁴	8,22
Custo total (R\$)	R\$ 364.510,12

³ IEMA (2016)

⁴ Governo Britânico (2021) <https://www.gov.uk/government/publications/assess-the-impact-of-air-quality/air-quality-appraisal-damage-cost-guidance#annex-a-%20updated-2019-damage-costs> acesso em 10/05/2021

Perda de água

A perda de água foi calculada com base nos dados descritos no Manual ACB Setorial de Energia, sendo os valores encontrados para a usina simulada apresentados abaixo:

Quadro 2-10 - Estimativa do valor da perda de água

Premissas	Valores	Fontes
Água perdida m ³ /MWh	2,5	IEMA (2016)
Garantia física (MW)	823	
Energia gerada no ano (MWh)	6.452.484,60	
Água perdida no ano (m ³)	16.131.211,50	
Custo de evaporação (R\$)	0,06	
Custo total (R\$/ano)	R\$ 966.042,12	

Fonte: Consórcio Engecorps-Ceres

Resultados

Quadro 2-11 – Resultado Cenário Contrafactual

Benefício Líquido	Cenário Contrafactual
Valor Presente Social Líquido	0
ERR	8,50%
Valor Anualizado	0
Índice Benefício/Custo	1,00
Custo Marginal Sem Encargo	397,47
Custo Marginal c/ Encargo	419,82

Fonte: Elaboração Própria

Do resultado apresentado no *Quadro 2-11*, destaca-se que, conforme conceito utilizado, o VSPL contrafactual se encontra em equilíbrio.

2.5 PROPOSIÇÃO DE ALTERNATIVAS – ANÁLISE COMPARATIVA

A proposição de alternativas à implantação da UHE Jatobá deve garantir uma oferta de energia equiparável ao empreendimento proposto. Assim, assumindo perdas de geração de 0,96%⁵, e perdas em geração e distribuição de 27,90%⁶, têm-se que a hidrelétrica gera uma energia líquida de 5.731.756 MWh. De forma complementar, como alternativas à implantação da UHE Jatobá, foram simulados, ainda, 3 empreendimentos distintos, com geração de energia igual à da hidrelétrica, incluindo perdas na geração e na distribuição⁷ associadas a cada empreendimento e localização.

⁵ Dados Internos – Consórcio

⁶ Consideradas a Perda técnica e Perda não técnica regulatória para a região Norte. Disponível em:
https://www.aneel.gov.br/documents/654800/18766993/Relat%C3%B3rio+Perdas+de+Energia+_Edi%C3%A7%C3%A3o+1-2019-02-07.pdf

⁷ Foram utilizadas perdas energéticas médias de cada Região Natural, baseados em dados da ANEEL. Disponível em:



A primeira alternativa proposta foi uma usina fotovoltaica localizada no município de Limoeiro do Norte, no Ceará. A usina simulada apresenta fator de capacidade de 30%, conforma dados médios estimados pela EPE e apresentados no Manual Setorial de Energia, com perda na geração de 10% (Consórcio Engecorps-Ceres, 2020) e perda em transmissão e distribuição de 16%, resultando em um empreendimento de 2.885 MW de capacidade instalada.

Além dessa, também foi simulada uma usina termelétrica a gás natural, situada em Itaboraí, no estado do Rio de Janeiro. Determinou-se a utilização de uma usina de ciclo combinado flexível, com utilização de gás natural advindo do pré-sal. Utilizou-se, também, um fator de capacidade médio de 85%, com perdas em T&D de 20,55% e potência instalada resultante de 968,88 MW.

O terceiro empreendimento hipotético escolhido foi uma planta eólica de tecnologia *onshore*, situada em São Gonçalo do Amarante (CE). Essa usina simulada apresenta fator de capacidade de 43%, conforma dados médios estimados pela EPE e apresentados no Manual, e perdas em geração de 10% (Consórcio Engecorps-Ceres, 2020) e em T&D de 16%, com, portanto, potência instalada de 2.012,76 MW.

O detalhamento da análise se encontra na seção 11.



3. REQUISITOS INFORMATICIONAIS

Para realização da ACB, mesmo que de forma preliminar, são necessários conjuntos de dados do contexto energético brasileiro, sobre a metodologia ACB, assim como dados específicos do empreendimento. Dessa forma, serão apresentados, nesta seção, os dados essenciais coletados, além dos principais documentos utilizados para consulta:

- Estudo de Impacto Ambiental (EIA) e Relatório de Impacto Ambiental (RIMA): documentos que analisam, de forma multidisciplinar, os possíveis impactos ambientais do empreendimento proposto, assim como as medidas mitigadoras para evitar ou minimizar os danos causados.
- Estudo de Viabilidade Técnica, Econômica e Ambiental (EVTEA): conjunto de estudos que avaliam a viabilidade técnica e econômica do empreendimento, assim como os benefícios diretos e indiretos de sua implantação. Inclui desde dados socioeconômicos dos municípios afetados e áreas de conservação impactadas, a dados técnicos, como a capacidade instalada, área do reservatório e outros.
- Orçamento Padrão Eletrobrás: indica, de forma padronizada, o orçamento de implantação do empreendimento, segregando em categorias de gastos.

Todos os documentos consultados podem ser encontrados por meio da consulta na plataforma de acesso a informação da ANEEL, o SICnet⁸, com processo de número 48500.00433/2009.

3.1 METODOLOGIA ACB

O estudo de caso aplica a Análise Custo Benefício (ACB) dentro da realidade do projeto da Usina Hidroelétrica de Jatobá (PA). As diretrizes para elaboração dessa ACB foram estipuladas de acordo com o Guia Geral de Análise Socioeconômica de Custo-Benefício de Projetos de Investimento em Infraestrutura e o Manual Setorial de Energia, e a ótica de avaliação do investimento respeitam o Planejamento Setorial e o Plano Integrado de Longo Prazo da Infraestrutura instituído pelo Decreto nº 10.526/2020.

3.2 ANÁLISE DA DEMANDA

De acordo com estimativas apresentadas no PDE 2030, a eletricidade representou 18,1% do consumo de energia do país em 2019, com expectativa de aumento até 20,0%. O pequeno aumento relativo, entretanto, somado à projeção do crescimento de consumo total em 26,6%, representa um aumento real da demanda por eletricidade de 40%, indicando a necessidade de aumento do parque de geração já existente.

Assim, ainda segundo o PDE 2030, espera-se que o Brasil possua uma capacidade instalada de 240 GW em 2030, um aumento significativo frente aos 176 GW instalados em 2019. Somado a isso, existe, também, a expectativa de crescimento de fontes renováveis, com participação cada vez menor de fontes térmicas, o que deve impactar a confiabilidade do sistema, principalmente com a maior participação de fontes de geração intermitentes, como a eólica e solar. Diante disso, será necessária a instalação ou modernização de usinas hidrelétricas, uma vez que essas apresentam flexibilidade

⁸ Disponível em: <https://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/default.asp>



operativa que pode garantir a confiabilidade do sistema, mesmo que de forma mais limitada que fontes térmicas.

3.3 DADOS TÉCNICOS DO PROJETO

O projeto técnico da UHE Jatobá estima uma área alagada de 467,20 km², com capacidade instalada de, aproximadamente, 1650 MW, e 916,3 MW de garantia física. Formada por 32 unidades geradoras, o projeto tem cronograma de implantação de 8 anos a partir da data de início, e vida útil de 30 anos, conforme estimado no Manual ACB Setorial de Energia. Os custos de implantação, estimados no Orçamento Padrão Eletrobrás (OPE), totalizam cerca de R\$ 12,5 bilhões, em valores datados de junho de 2017.

A UHE Jatobá, conforme abordado anteriormente, tem localização prevista na Bacia dos Tapajós, no estado Pará, junto a outros 6 empreendimentos em processo de análise. Situada no bioma Amazônico, as florestas compõem 89,6% da área de influência indireta, em estado natural de conservação, dada a baixa densidade populacional e à presença de unidades legalmente protegidas. Assim, foram identificadas diversas Unidades de Conservação Federal e Terras Legalmente Protegidas na área de influência da hidrelétrica, todas listadas a seguir:

- Parque Nacional da Amazônia: parque de 1.167.379 hectares, com 32,4% do seu território na bacia hidrográfica do rio Tapajós.
- Floresta Nacional do Amanã: possui 540.417 hectares, dedicados à preservação da Floresta Ombrófila Densa.
- Área de Proteção Ambiental dos Tapajós: tem o objetivo de proteger a diversidade biológica e disciplinar o processo de ocupação.
- Floresta Nacional Itaituba I e II: criada com o objetivo de conservação ambiental e uso sustentável dos recursos naturais para fins de pesquisa científica.
- Parque Nacional do Jamanxim: este parque tem por objetivo, além de preservar ecossistemas naturais de relevância ecológica, servir ao desenvolvimento de pesquisas científicas, educação ambiental e turismo ecológico.
- Floresta Nacional do Crepori: tem como finalidade o uso múltiplo sustentável dos recursos florestais e a pesquisa científica, com ênfase em métodos para exploração sustentável de florestas nativas.



4. SUMÁRIO EXECUTIVO

Estimação de Custos Econômicos

CAPEX

O valor orçado para empreendimentos de geração hidráulica pode ser obtido por meio dos documentos protocolados no processo de implantação ou estimados por fontes externas. Para discriminação de tais custos, foi utilizada a base de dados do Sistema para Elaboração e Análise de Orçamentos de Usinas Hidrelétricas – SISORH, sistema pelo qual são estruturados os OPEs (Orçamento Padrão Eletrobrás) dos empreendimentos, sendo possível, a partir desses dados, identificar a participação dos custos de mão de obra em cada uma das atividades de construção.

Para identificar a qualificação da mão de obra empregada, utilizou-se da base de dados da Relação Anual de Informações Sociais (RAIS). Essa separação foi feita de tal forma que, caso mais de 50% das pessoas de certa ocupação apresentassem Ensino Médio Completo, esta seria considerada mais qualificada, enquanto o oposto foi considerado como menos qualificada.

Aplica-se os fatores de conversão considerados mais adequados para cada conta, de acordo com as classificações dispostas no documento do IPEA. Sendo:

$$Capex\ Econômico = Custo\ Financeiro \times Fator\ de\ Conversão\ mais\ adequado$$

OPEX

A partir da estimativa de custo proposta no Manual de Inventário Hidrelétrico de Bacias Hidrográficas – MME, estima-se o Opex do empreendimento. A equação a seguir evidencia a estimativa de custos de O&M anuais, por kW de capacidade instalada:

$$O&M = \alpha \times CI^{-\beta}$$

Onde:

α : Parâmetro atualizado pelo IGP-DI;

β : coeficiente constante;

CI: Capacidade instalada em MW;

Realiza-se a composição do OpEx, com base em informações financeiras disponíveis, e assim como na análise do CapEx, foi necessário encontrar os fatores de conversão mais adequados, de forma a converter os valores financeiros em suas respectivas contrapartes econômicas. Entretanto, dado que os custos são dados de forma mais agregada, a análise detalhada de cada uma das categorias de gastos não é possível. Assim como no Capex o Opex financeiro é representado pela equação abaixo:

$$Opex\ Econômico = Custo\ Financeiro \times Fator\ de\ Conversão\ mais\ adequado$$

Externalidades Socioambientais

O Quadro abaixo expõe o tipo de externalidade e quais indicadores podem ser associados à uma hidrelétrica. Deve-se avaliar quais são os indicadores cabíveis para o caso específico e monetizá-los adequadamente.

Tipo	Indicador
Ambiental	Emissão de CO2
	Área alagada (km ²)
	Perda de vegetação nativa (km ²)
	Transformação do ambiente lótico em lêntico (km)
	Interferência em UC de proteção integral
	Evaporação da água
	Interferência em UC de uso sustentável
Socioeconômico	População diretamente afetada (hab.)
	Empregos diretos gerados no pico das obras ¹
	Interferência na infraestrutura (população atraída/ população dos municípios)
	Interferência em quilombos
	Interferência na atividade pesqueira indígena
	Interferência na exploração de garimpo de ouro legal

No caso da UHE Jatobá. Foram monetizados os seguintes indicadores:

Exploração de Garimpo de ouro Legal: Considera-se as informações da ANEEL com dados acerca da produção e qual a receita anual do garimpo. As informações de vida útil da mina são usadas para realização do VPL da receita e mensuração da interferência.

Custo da pesca indígena: O Capex da UHE contempla o Programa de Apoio aos Pescadores Artesanais, que deve ser mensurado de forma a indicar o custo por pessoa e posteriormente estar em função da população indígena economicamente ativa da região.

Custo da evaporação da água: Para se calcular o custo de evaporação da água, foi utilizada a seguinte metodologia de cálculo:

$$\begin{aligned} &\text{Água perdida por evaporação por área alagada} \times \text{Área alagada} \\ &\times \text{Custo Social da Evaporação da Água} \end{aligned}$$

Estimação do custo de emissões de gases de efeito estufa: Por meio do resultado estimado pelo IPEA, do Catálogo de Parâmetros e da dissertação de mestrado de Miranda (2012) em que se faz o levantamento dos fatores de emissão por energia gerada. É possível calcular qual é a quantidade emitida pela UHE e, portanto, qual o custo, baseado no Catálogo de Parâmetros.



Estimação de Benefícios Econômicos

Estima-se o benefício econômico do empreendimento a partir da elasticidade preço-demanda de energia elétrica, os dados de mercado de consumo de energia, tarifa de energia e oferta de energia do projeto.

$$\text{Excedente do Consumidor} = 0,5 \times \left[\frac{P_1 \times (\Delta Q)^2}{| \epsilon_d | \times Q_1} \right]$$

Onde:

- P_1 é a tarifa de energia para o consumidor na UHE Jatobá foi R\$ 509,44/MWh
- ΔQ é a quantidade de energia ofertada pelo empreendimento na UHE calculou-se a variação em 7.186.557 MWh.
- ϵ_d é a elasticidade preço da demanda da energia elétrica para a UHE Jatobá o resultado obtido foi de - 0,149.
- Q_1 é a quantidade de energia elétrica do sistema para a UHE Jatobá são 677.237.736 MWh/ano.

O resultado obtido com os valores detalhados acima foi um benefício econômico bruto de R\$ 3,792 bilhões, sendo R\$ 131,768 milhões referentes ao excedente do consumidor, conforme detalhado abaixo:

$$\text{Benefício Financeiro} = 509,44 \times 7.186.557 = 3.661,12 \times 10^6$$

$$\text{Excedente do consumidor} = 0,5 \times \left[\frac{509,44 \times (7.186.557)^2}{|-0,149| \times 677.237.736} \right] = 130.173.855$$

Indicadores de Viabilidade do Projeto

Os principais indicadores de viabilidade utilizados em uma ACB são:

- Valor Social Presente Líquido;
- Valor Anual Equivalente;
- Taxa de Retorno Econômica; e
- Índice Benefício-Custo.

Os indicadores encontrados para o Projeto em análise estão demonstrados a seguir. Em termos econômicos o projeto alcança um resultado positivo, indicando que o benefício gerado pelo projeto é superior a seus custos a uma Taxa Social de Desconto de 8,5%. Por análise do Índice B/C, assim como pelo VSPL, nota-se a viabilidade do projeto analisado. No entanto, apesar de apresentar TER maior

que a TSD utilizada, por se situar abaixo do patamar de 11,4%, é necessário realizar análises de sensibilidade e de risco, tanto de forma qualitativa, quanto probabilística.

Tais análises são necessárias para identificar variáveis críticas, além de testar a robustez do resultado alcançado. Também é preciso analisar a distribuição desses valores econômicos na sociedade para averiguar que quem são os entes da sociedade ganhadora e perdedora, para, então, comparar os resultados do projeto frente às alternativas propostas.

Quadro 4-1 - Indicadores ACB

	Ajuste base
Valor Social Presente Líquido (VSPL) (R\$'000)	1.430.542
Valor Anual Equivalente (VAE) (R\$'000)	133.113
Taxa de Retorno Econômica (TER)	9,53%
Índice Benefício-Custo (B/C)	1,05

Fonte: Consórcio Engecorps-Ceres

Análise de Risco

Análise de Sensibilidade

Os quadros a seguir apresentam o Valor Social Presente Líquido ao se considerar diferentes combinações das premissas de OpEx e CapEx, e variações no fator de emissão de carbono e no fator de capacidade do empreendimento. Os parâmetros variam, positiva e negativamente, em 5%, 10%, e 20%, sendo as células em cinza referentes ao valor sem variação do parâmetro na linha/coluna. Nota-se, também, que a ausência da análise de sensibilidade da elasticidade preço-demanda da energia, e do preço da energia se dá pela presença de um cenário contrafactual com geração de energia correspondente, sendo os benefícios econômicos associados, idênticos.

Quadro 4-2 - Análise de Sensibilidade CapEx e OpEx – Base

	6.060	6.818	7.196	7.575	7.954	8.333	9.090
10,18	3.401.315	2.426.219	1.938.671	1.451.123	963.575	476.026	(499.070)
11,46	3.391.025	2.415.929	1.928.381	1.440.832	953.284	465.736	(509.360)
12,09	3.385.880	2.410.783	1.923.235	1.435.687	948.139	460.591	(514.505)
12,73	3.380.735	2.405.638	1.918.090	1.430.542	942.994	455.446	(519.651)
13,37	3.375.589	2.400.493	1.912.945	1.425.397	937.849	450.300	(524.796)
14,00	3.370.444	2.395.348	1.907.800	1.420.252	932.703	445.155	(529.941)
15,28	3.360.154	2.385.057	1.897.509	1.409.961	922.413	434.865	(540.232)

Fonte: Consórcio Engecorps – Ceres

Dante da análise dos parâmetros de referência para o CapEx e para o OpEx, é nítida a sensibilidade do resultado perante variações do CapEx, dada a necessidade de grande dispêndio de capital para implantação do projeto, característica comum a projetos hídricos. Assim, nota-se que um aumento de 5% no montante necessário para implantação do projeto causa uma variação negativa de R\$487,548 milhões em ambos os métodos de ajuste utilizados. O OpEx, por sua vez, por contribuir com uma

pequena parcela dos custos totais, se mostrou pouco relevante à sensibilidade do resultado, que se torna inviável apenas diante de aumento de 20% do OpEx de referência no cenário base.

Quadro 4-3 - Análise de Sensibilidade Emissão de Carbono e Fator de Capacidade – Base

	44,4%	50,0%	52,8%	55,5%	58,3%	61,1%	66,6%
68,8	(1.292.467)	(130.368)	447.178	1.022.389	1.595.264	2.165.803	3.299.875
77,4	(1.316.054)	(156.903)	419.169	992.906	1.564.307	2.133.372	3.264.496
81,7	(1.327.847)	(170.170)	405.165	978.164	1.548.828	2.117.156	3.246.806
86,0	(1.339.640)	(183.438)	391.160	963.423	1.533.349	2.100.941	3.229.116
90,3	(1.351.433)	(196.705)	377.156	948.681	1.517.871	2.084.725	3.211.426
94,6	(1.363.227)	(209.972)	363.152	933.940	1.502.392	2.068.509	3.193.736
103,2	(1.386.813)	(236.507)	335.143	904.457	1.471.435	2.036.078	3.158.357

Fonte: Consórcio Engecorps – Ceres

A partir das variações dos parâmetros de emissão de carbono e do fator de capacidade do empreendimento, nota-se que a emissão do gás poluente é pouco relevante para a viabilidade do projeto, principalmente por se tratar de uma fonte sem utilização de combustíveis fósseis. Assim, variações de um ponto percentual no parâmetro de emissão de gás carbônico resultam em variações de menor proporção no VSPL, ou seja, tal variável não é considerada crítica ao empreendimento. Por outro lado, a variação do fator de capacidade, ou seja, a variação da energia gerada, mantendo fixos o OpEx e o CapEx, é determinante para a viabilidade do projeto. Nota-se que uma redução de 5% no fator de capacidade da usina corresponde a uma diminuição de cerca de 43% no VSPL estimado. Além disso, variações negativas maiores que 10% são o suficiente para inviabilizar o projeto, o que faz com que o fator de capacidade seja uma variável crítica a ser analisada de forma mais detalhada. Por fim, cabe analisar, dentre os parâmetros considerados críticos, quais são os valores mínimos ou máximos que esses devem assumir para que o VSPL seja nulo, ou seja, para quais valores limítrofes o empreendimento ainda é economicamente viável.

Quadro 4-4 – Análise “Switching Value”

	Cenário Base	
	Valor de Inflexão	Variação
CapEx (R\$/kW)	8.686,55	14,6%
Fator de Capacidade	49,36%	(11,1%)

Fonte: Consórcio Engecorps - Ceres



Análise de Risco Qualitativa

Os eventos adversos com os quais o projeto pode se defrontar foram estruturados em uma matriz de risco, indicando, a partir da probabilidade e da severidade, a classificação do nível de risco para cada evento.

Quadro 4-5 - Matriz de risco do projeto

Fase	Evento	Causa	Consequências	Probabilidade	Severidade	Nível de risco
Pré-operação	Não obtenção de licenças	Insucesso na obtenção de licenças motivado por documentações incompletas/ erradas	Não ser possível realizar o projeto	B	V	Alto
	Lentidão na obtenção de licenças	Retrabalho por ter a licença negada uma ou mais de uma vez por entrada com documentações erradas/ não suficientes para obtenção de licença	Demora para iniciar a operação da hidrelétrica	E	III	Moderado
	Oposição pública	Oposição da sociedade pelos possíveis custos sociais e ambientais do projeto e a má conscientização da população sobre as necessidades dele	Demora para iniciar a operação da hidrelétrica	E	II	Alto
	Dificuldade de realocação da comunidade	Oposição da sociedade ou falta de disponibilidade de terrenos compatíveis com a realocação	Engajamento de oposição pública e possibilidade de maior dispêndio financeiro nessa área	C	II	Moderado
	Lentidão na obtenção de peças para a planta	Problemas de entrega com os fornecedores contratados	Demora para iniciar a operação da hidrelétrica	B	II	Baixo
	Encarecimento do CapEX devido à variação de commodities (principalmente cimento e aço)	Condições macroeconômicas desfavoráveis	Encarecimento do projeto	D	II	Moderado
	Demora na execução da obra	Problemas variados, como: dificuldade de acesso aos locais, chuvas, gerenciamento ineficiente, etc.	Demora para iniciar a operação da hidrelétrica	D	II	Moderado
Operação	Alteração no fator de capacidade devido a eventos climáticos	Escassez temporária por algum evento climático extremo ou contínua devido à utilização do recurso limitado	Menor geração energética	D	III	Alto



Análise de Risco Quantitativa

Com o objetivo de analisar a variabilidade dos principais resultados da ACB, em função da oscilação de premissas de interesse, e apontar as variáveis críticas da avaliação, foram realizadas simulações por meio de técnicas de reamostragem aleatória a partir da atribuição de distribuições de probabilidades para as principais premissas das projeções do ACB. Esse tipo de simulação é conhecido como Método de Monte Carlo, amplamente utilizado para mensuração quantitativa de risco.

As variáveis selecionadas para as simulações são:

- Energia gerada pelo projeto: Potencial de volume médio de energia gerada anualmente pelo empreendimento avaliado (MWh).
- Investimentos (CapEx): Referência unitária de recursos necessários para a implantação de Usina Hidrelétrica (R\$/kW).

De acordo com os resultados das simulações, a taxa TER se demonstra superior à taxa de desconto de 8,50% com 40,3% de probabilidade, considerando as amostras e probabilidades de mercado. Essa é a mesma probabilidade apurada para que o índice B/C seja superior a 1 A mediana amostral da ERR apurada nas simulações é de 7,962%, ou seja, considerando os as premissas em seus maiores pontos de probabilidade, a avaliação não se demonstrou viável para a taxa de desconto de 8,50%.

Com relação ao Custo Marginal, a partir das simulações realizadas é possível indicar que os valores mais prováveis desse resultado (percentis 25% e 75%) se encontra entre R\$ 269/MWh e R\$ 431/MWh.

A variabilidade dos resultados apurados ocorre mais fortemente em função do potencial de geração do projeto do que em comparação com o investimento de implantação e manutenção do mesmo.

É importante destacar que, embora estejam adequadas às métricas médias de mercado, as distribuições consideradas até o momento refletem valores mais prováveis distintos dos identificados como referenciais para o estudo de caso da UHE Jatobá.

Com o intuito de se considerar a especificidade dos parâmetros aplicados no estudo de caso, as distribuições de probabilidade atribuídas para as variáveis Energia Gerada e CapEx (as duas responsáveis pela maior parcela de variabilidade das simulações) foi deslocada de tal forma que a moda da distribuição passe a ser compatível com o parâmetro utilizado na projeção (no caso, variabilidade da energia gerada próxima do valor nulo e referência do CapEx de ~R\$ 7,5 milhões/kW).

A partir dessas distribuições adaptadas, foram realizadas outras 100 mil simulações com o auxílio do software @Risk (versão 8.2 Industrial).

Para essas simulações, que representam melhor as oscilações em torno do valor referencial da avaliação, a taxa ERR se demonstra superior à taxa de desconto de 8,50% com 73% de probabilidade (superior à simulação realizada com as distribuições que



refletem médias distintas dos parâmetros específicos do estudo de caso), de modo que é possível concluir que a viabilidade do estudo de caso se encontra consolidada.

Análise Distributiva

As contas do fluxo de caixa foram distribuídas entre os stakeholders do projeto. Assim, faz-se necessário estimar o valor financeiro do projeto e identificar os stakeholders.

Identificação de beneficiários:

- Projeto (empreendedor): agente responsável pela implantação do projeto;
- Usuário: quem irá utilizar a energia gerada;
- Mão de Obra não qualificada
- Mão de Obra qualificada
- Demais agentes da economia: fornecedores e demais envolvidos no processo de implantação e operação;
- Comunidade Local: população próxima a usina, afetada por externalidades;
- Comunidade indígena
- Sociedade: afetados por externalidade de impacto amplo, como emissão de gases poluentes;
- Companhia de T/D

Os mais beneficiados são os usuários diretos e os demais agentes da comunidade. Por outro lado, os custos superam os benefícios para o Empreendedor e para a Comunidade afetada pelas externalidades.

É necessário destacar que, sob o ponto de vista do Empreendedor, a implantação do projeto só ocorrerá se a mesma se demonstrar financeiramente viável, o que não ocorreu neste estudo de caso da UHE Jatobá.

No entanto, a análise distributiva permite algumas reflexões entre ganhadores e perdedores. Os usuários se beneficiam, principalmente, pelos ganhos entre custos econômicos da implantação da UHE Jatobá diante de uma Termoelétrica sugerida no cenário contrafactual. Esse ganho se materializaria em custo evitado via aumento de tarifa. Outra parcela relevante de ganho, como mencionado, se encontra nos demais agentes da sociedade, especialmente nos ganhos de oportunidade de Capex e Opex.

No primeiro caso, seria possível justificar aumento tarifário, de forma a evitar elevações ainda maiores. No segundo, permitiria espaço para composição do orçamento via gasto ou arrecadação. Desse segundo modo, poderia ser necessária a consideração de subsídio ou então a aplicação de modalidade de Parceria Público Privado com decorrente



recebimento de contraprestação, para possibilitar sua implantação. Alternativamente a implantação poderia ser realizada pelo próprio poder concedente, via obra pública e a operação poderia ser objeto de processo licitatório aberto ao mercado, como projeto estruturante. Cenários conjugados entre essas duas alternativas também podem ser considerados.

Simulação do Modelo e Decisão de Investimentos

O objetivo desse capítulo é demonstrar, por meio de uma simulação no Modelo de Decisão de Investimentos (MDI) com a inserção de indicadores sociais e de externalidades, as mudanças, impactos e resultados realizados com relação ao modelo original de decisão.

Mudanças Propostas: adição do custo de emissão de gases de efeito estufa, consideração do Equilíbrio Geral Computável (EGC) para o custo do déficit e os custos de investimento e manutenção e operação de acordo com os fatores de conversão.

■ Custo de emissão de gases de efeito estufa

As informações apresentadas no estudo do IPEA, acerca do preço do carbono para o Brasil apresenta o valor do carbono por tonelada emitida. Para a adequação de valores ao modelo, foram utilizadas as referências mencionadas no Produto 4, para conversão na unidade de R\$/KWh, bem como na unidade R\$/kWano. Esta conversão trata-se de uma proposta para que não haja necessidade de modificações nos códigos-fonte disponibilizados.

■ Custo do Déficit

A metodologia GCPS de cálculo da função de custo de déficit, utilizada pela ANEEL desde 1988, possui diversas limitações que podem causar distorções no real impacto socioeconômico do racionamento de energia.

Para aplicação no MDI, sugere-se a metodologia de cálculo de custo de déficit em patamares de Equilíbrio Geral Computável (EGC), conforme estudo desenvolvido por Guilhoto et al (2010). Diferentemente do método indicado acima, o EGC contabiliza não só a diminuição da renda dos trabalhadores e do lucro das firmas, mas também a redução do bem-estar dos consumidores, levando-se em consideração as preferências de consumo e respostas das firmas frente ao racionamento. Alterações do valor de R\$ 4.944,89 por MWh são sugeridas para R\$ 10.600,69 por MWh por patamar, como indica o estudo.

■ Fatores de Conversão

Conforme mencionado no manual, Produto 4, a análise financeira avalia a rentabilidade consolidada do projeto e a lucratividade para stakeholders, além da sustentabilidade financeira e análise de sensibilidade, enquanto a análise econômica leva em consideração os ganhos em termos de bem-estar social. Por esse motivo a conversão dos preços de mercado a preço sombra deve ser efetuada.



Recomenda-se que a segregação de custos seja feita com fontes oficiais. Para a presente simulação foram obtidas informações no Caderno da EPE, com os parâmetros de custos, estudos do Programa de Planejamento Energético (PPE) e o estudo preliminar do IPEA – Estimação dos fatores de conversão para o Brasil, que fornece o fator de conversão mais adequado.

Para os valores de operação e manutenção, foram verificadas as demonstrações financeiras de empreendimentos das fontes de energia pertinentes e a segregação para a aplicação dos respectivos fatores de conversão.

Os encargos, não se tratam de uma transferência entre agentes, por esse motivo não foram considerados fatores de conversão para tal categoria.

Resultados da Simulação

Quadro 4-6 - Resultados MDI com ajustes Propostos e sem a aplicação dos fatores de conversão

Original			Com ajuste e sem fator de conversão			Diferença Total		
Resumo da Expansão do Sistema - Potência Instalada (MW)	Investimento (R\$ MM)		Potência Instalada (MW)	Investimento (R\$ MM)		Potência	Investimento	
	Total	Total 2026		Total	Total 2026			
Hidro*	4.819	1.674	R\$ 26.652	R\$ 5.883	4.961	1.674	R\$ 27.923	R\$ 6.130
Reversível	-	-	R\$ -	R\$ -	-	-	R\$ -	R\$ -
Baterias	-	-	R\$ -	R\$ -	-	-	R\$ -	R\$ -
PCH - Sudeste	1.654	1.277	R\$ 7.139	R\$ 2.500	1.654	1.277	R\$ 7.400	R\$ 2.591
PCH - Sul	1.646	823	R\$ 7.840	R\$ 3.500	1.646	823	R\$ 8.108	R\$ 3.629
Biomassa	1.650	1.050	R\$ 6.306	R\$ 2.459	4.708	2.708	R\$ 17.077	R\$ 6.318
Éolica - Sul	6.570	4.200	R\$ 31.107	R\$ 13.158	6.600	4.200	R\$ 31.415	R\$ 13.327
Éolica - Nordeste	26.279	16.800	R\$ 124.430	R\$ 52.631	26.400	16.800	R\$ 125.659	R\$ 53.310
Éolica - Offshore	-	-	R\$ -	R\$ -	-	-	R\$ -	R\$ -
Fotovoltaica - Nordeste	8.800	5.600	R\$ 27.048	R\$ 10.272	8.800	5.600	R\$ 27.432	R\$ 10.357
Fotovoltaica - Sudeste	2.200	1.400	R\$ 6.762	R\$ 2.568	2.200	1.400	R\$ 6.858	R\$ 2.589
GNL Sudeste Flexível	7.897	6.304	R\$ 34.813	R\$ 12.448	9.264	6.379	R\$ 36.261	R\$ 11.252
GNL Sudeste Inflex 0.5	-	-	R\$ -	R\$ -	-	-	R\$ -	R\$ -
GNL Sudeste Total Inflex	-	-	R\$ -	R\$ -	-	-	R\$ -	R\$ -
GNL Sul Flexível	3.066	2.988	R\$ 16.049	R\$ 6.690	3.497	3.359	R\$ 17.424	R\$ 6.781
GNL Sul Inflex 0.5	-	-	R\$ -	R\$ -	-	-	R\$ -	R\$ -
GNL Sul Total Inflex	-	-	R\$ -	R\$ -	-	-	R\$ -	R\$ -
GNL Nordeste Flexível	-	-	R\$ -	R\$ -	-	-	R\$ -	R\$ -
GNL Nordeste Flexível - Saz	-	-	R\$ -	R\$ -	-	-	R\$ -	R\$ -
GNL Nordeste Total Inflex	-	-	R\$ -	R\$ -	-	-	R\$ -	R\$ -
GNL Norte Flexível	214	-	R\$ 205	R\$ -	214	-	R\$ 205	R\$ -
GNL Norte Inflex 0.5	-	-	R\$ -	R\$ -	-	-	R\$ -	R\$ -
GN Ciclo Aberto SE	9.000	7.573	R\$ 42.880	R\$ 19.017	9.591	8.364	R\$ 45.445	R\$ 19.649
GN Ciclo Aberto S	2.666	1.892	R\$ 10.603	R\$ 4.281	2.686	1.760	R\$ 10.701	R\$ 4.331
GN Ciclo Aberto NE	1.931	948	R\$ 4.643	R\$ 366	1.919	823	R\$ 4.666	R\$ 341
GN Ciclo Aberto N	2.559	-	R\$ 2.279	R\$ -	2.366	41	R\$ 2.194	R\$ 7
Cavaco de Madeira	1.000	600	R\$ 4.675	R\$ 1.571	1.000	600	R\$ 4.730	R\$ 1.556
Carvão Nacional	553	293	R\$ 2.275	R\$ 105	-	-	R\$ 2.959	R\$ 1.120
Biogás	330	210	R\$ 2.900	R\$ 1.097	330	210	R\$ 33.191	R\$ 18.510
Term Int	6.787	6.787	R\$ 33.191	R\$ 18.510	6.787	6.787	R\$ -	R\$ -
GN Pré-sal	2.671	1.000	R\$ 7.850	R\$ 238	-	-	R\$ -	R\$ -
TOTAL	92.291	61.419	R\$ 399.648	R\$ 157.294	94.624	62.804	R\$ 409.649	R\$ 161.800
							2.332	R\$ 10.000

Fonte: MDI e código fonte usados para o PDE 2029

É possível verificar nos resultados obtidos na primeira simulação, que mesmo não havendo acréscimos em algumas das fontes, entre o modelo original e a simulação realizada, há mudanças nos valores de investimento dessas. Observa-se também que para esta simulação houve uma relação positiva entre a potência acrescida e o investimento realizado, como esperado.

Ressalta-se que o aumento em gás natural flexível, ainda que tenha uma penalidade maior pelas emissões, ocorreu devido ao fato de que esta é uma energia barata da perspectiva



do investimento, e pelo MDI ter como metodologia o mínimo custo, energias mais baratas tem incentivo à expansão.

Quadro 4-7 - Resultados MDI com ajustes Propostos e com a aplicação dos fatores de conversão

Original			Com ajuste e com fator de conversão			Diferença Total		
Resumo da Expansão do Sistema - Potência Instalada (MW)	Investimento (R\$ MM)		Potência Instalada (MW)		Investimento (R\$ MM)		Potência	Investimento
	Total	Total 2029	Total	Total 2026	Total	Total 2026		
Hidro*	4.819	1.674	R\$ 26.652	R\$ 5.883	4.819	1.534	R\$ 26.262	R\$ 5.202
Reversível	-	-	R\$ -	R\$ -	-	-	R\$ -	R\$ -
Baterias	-	-	R\$ -	R\$ -	-	-	R\$ -	R\$ -
PCH - Sudeste	1.654	1.277	R\$ 7.139	R\$ 2.500	1.654	1.277	R\$ 6.883	R\$ 2.410
PCH - Sul	1.646	823	R\$ 7.840	R\$ 3.500	1.646	823	R\$ 7.618	R\$ 3.452
Biomassa	1.650	1.050	R\$ 6.306	R\$ 2.459	5.500	3.500	R\$ 19.742	R\$ 7.633
Eólica - Sul	6.570	4.200	R\$ 31.107	R\$ 13.158	6.600	4.200	R\$ 28.710	R\$ 12.180
Eólica - Nordeste	26.279	16.800	R\$ 124.430	R\$ 52.631	26.400	16.800	R\$ 114.840	R\$ 48.720
Eólica - Offshore	-	-	R\$ -	R\$ -	-	-	R\$ -	R\$ -
Fotovoltaica - Nordeste	8.800	5.600	R\$ 27.048	R\$ 10.272	8.800	5.600	R\$ 25.493	R\$ 9.625
Fotovoltaica - Sudeste	2.200	1.400	R\$ 6.762	R\$ 2.568	2.200	1.400	R\$ 6.373	R\$ 2.406
GNL Sudeste Flexivel	7.897	6.304	R\$ 34.813	R\$ 12.448	9.091	6.083	R\$ 31.047	R\$ 9.551
GNL Sudeste Inflex 0,5	-	-	R\$ -	R\$ -	-	-	R\$ -	R\$ -
GNL Sudeste Total Inflex	-	-	R\$ -	R\$ -	-	-	R\$ -	R\$ -
GNL Sul Flexivel	3.066	2.988	R\$ 16.049	R\$ 6.690	3.472	3.388	R\$ 15.167	R\$ 5.778
GNL Sul Inflex 0,5	-	-	R\$ -	R\$ -	-	-	R\$ -	R\$ -
GNL Sul Total Inflex	-	-	R\$ -	R\$ -	-	-	R\$ -	R\$ -
GNL Nordeste Flexivel	-	-	R\$ -	R\$ -	-	-	R\$ -	R\$ -
GNL Nordeste Flexivel - Saz	-	-	R\$ -	R\$ -	-	-	R\$ -	R\$ -
GNL Nordeste Total Inflex	-	-	R\$ -	R\$ -	-	-	R\$ -	R\$ -
GNL Norte Flexivel	214	-	R\$ 205	R\$ -	178	-	R\$ 151	R\$ -
GNL Norte Inflex 0,5	-	-	R\$ -	R\$ -	-	-	R\$ -	R\$ -
GN Ciclo Aberto SE	9.000	7.573	R\$ 42.880	R\$ 19.017	9.959	8.666	R\$ 42.489	R\$ 19.051
GN Ciclo Aberto S	2.666	1.892	R\$ 10.603	R\$ 4.281	2.870	1.875	R\$ 10.046	R\$ 4.387
GN Ciclo Aberto NE	1.931	948	R\$ 4.643	R\$ 366	1.943	492	R\$ 4.096	R\$ 219
GN Ciclo Aberto N	2.559	-	R\$ 2.279	R\$ -	2.677	6	R\$ 2.099	R\$ 1
Carvão de Madeira	1.000	600	R\$ 4.675	R\$ 1.571	1.000	600	R\$ 4.384	R\$ 1.383
Carvão Nacional	553	293	R\$ 2.275	R\$ 105	-	-	R\$ -	R\$ -
Biogás	330	210	R\$ 2.900	R\$ 1.097	330	210	R\$ 2.766	R\$ 1.045
Term Int	6.787	6.787	R\$ 33.191	R\$ 18.510	6.787	6.787	R\$ 28.961	R\$ 16.020
GN Pré-sal	2.671	1.000	R\$ 7.850	R\$ 238	-	-	R\$ -	R\$ -
TOTAL	92.291	61.419	R\$ 399.648	R\$ 157.294	95.923	63.241	R\$ 377.128	R\$ 149.063

Fonte: MDI e Código-Fonte usados para o PDE 2029

É possível verificar nos resultados obtidos na segunda simulação, mesmo levando-se em consideração os fatores de conversão aplicáveis, comportamento similar à primeira.

Adicionalmente, apesar de haver diferenças nas potências propostas, há variações não proporcionais às penalidades inseridas nos modelos ou aos fatores de conversão usados. A razão dessa variação é, principalmente o cronograma proposto no modelo, que é analisado a valor presente.

Os valores dos fatores de conversão são menores que 1, reduzindo-se, portanto, os valores dos investimentos, considerando-se que há empreendimentos térmicos que, ainda que tenham uma penalidade alta em emissões, são suficientemente baratos para serem considerados na lógica de mínimo custo e atendimento à demanda do MDI.

Verifica-se que as mudanças realizadas nos valores de custo de déficit não influenciam nas decisões da simulação, indicando que não há insuficiência estrutural da oferta de energia elétrica, para o período simulado.



5. ESTIMAÇÃO DE CUSTOS ECONÔMICOS

A estimativa de custos econômicos compreende os custos relacionados ao processo de implantação de um empreendimento, assim como os valores dispendidos ao longo da sua operação. Para fins de uma ACB, os valores monetários são convertidos de acordo com os benefícios econômicos resultantes de cada atividade, sendo necessária, portanto, a categorização mais detalhada possível de tais custos. A conversão dos custos associados ao empreendimento para valores econômicos foi realizada com base nos fatores de conversão estimados pelo IPEA, na versão preliminar do Catálogo de Parâmetros, parte integrante do Guia Geral de ACB.

Nos tópicos a seguir, serão detalhadas as metodologias de categorização e estimativa dos custos envolvidos para implantação e operação da **UHE Jatobá**, assim como as devidas operações realizadas para encontrar o valor econômico das diferentes atividades.

5.1 *DISPÊNDIO DE CAPITAL PARA CRIAÇÃO OU AMPLIAÇÃO DE CAPACIDADE EM INFRAESTRUTURA (CapEx)*

O valor orçado para a implementação do empreendimento em questão engloba todo o capital dispendido no seu processo de implementação, incluindo estudos de viabilidade, serviços de engenharia e administração e demais custos de equipamentos e obras civis e de infraestrutura. O valor orçado para empreendimentos de geração hídrica pode ser obtido por meio dos documentos protocolados no processo de implantação ou estimados por fontes externas. Nesse caso específico, os dados foram retirados da plataforma de consulta SICnet⁹, da Aneel, exibidos na forma do Orçamento Padrão Eletrobrás (OPE), metodologia de orçamento padronizado para PCHs e UHEs.

O OPE segregava os custos de implantação em contas distintas, de acordo com a atividade ao qual se relacionam. Tais atividades, por sua vez, não apresentam nível de detalhamento o suficiente para seja possível analisar os valores específicos de matérias primas, mão de obra e equipamentos diversos. Para discriminação de tais custos, foi utilizada a base de dados do Sistema para Elaboração e Análise de Orçamentos de Usinas Hidrelétricas – SISORH, sistema pelo qual são estruturados os OPEs dos empreendimentos, sendo possível, a partir desses dados, identificar a participação dos custos de mão de obra em cada uma das atividades de construção, assim como a divisão desse valor de acordo com as funções exercidas por cada trabalhador.

Segregados esses valores, foi necessário identificar a qualificação da mão de obra empregada, a fim de aplicar os fatores de conversão adequados em análise posterior. Para tal, utilizou-se da base de dados da Relação Anual de Informações Sociais (RAIS), buscando o nível de escolaridade de cada integrante da Classificação Brasileira de Ocupações (CBO). Essa separação foi feita de tal forma que, caso mais de 50% das pessoas de certa ocupação apresentassem Ensino Médio Completo, esta seria considerada mais qualificada, enquanto o oposto foi considerado como menos qualificado, dividindo os custos de mão de obra em dois grandes grupos. Todo o processo da análise foi descrito com maiores detalhes no Anexo 1, de modo a facilitar a leitura do documento.

⁹ Disponível em: <https://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/default.asp>



Análise custo-benefício de projetos de infraestrutura de energia e recursos hídricos
[Palavras-chave]

PRODUTO 06 - Relatório de estudo de caso sobre aplicação da ACB Energia – UHE
Jatobá

Estudo de Caso ACB Energia IIHF Iatobá



Finalmente, foram aplicados os fatores de conversão considerados mais adequados para cada conta, de acordo com as classificações dispostas no documento do IPEA, então, os custos financeiros e econômicos de cada uma das contas do OPE, assim como o fator de conversão aplicado foram elucidados na tabela a seguir:

Quadro 5-1 – Custos Econômicos de Implantação

Nome	Custo financeiro (R\$'000)	Custo econômico (R\$'000)	Fator de conversão aplicado	Valor do Fator de conversão
ESTUDOS PRÉ IMPLANTAÇÃO	55.533,08	54.644,55	Serviços de Engenharia	0,984
TERRENOS, RELOCAÇÕES E OUTRAS AÇÕES SOCIO-AMBIENTAIS¹⁰	1.629.544,70	1.629.544,70	-	1
ESTRUTURAS E OUTRAS BENFEITORIAS	2.262.265,64			
Mão de obra qualificada	29.878,93	22.696,04	Mão de Obra mais qualificada - Norte do Brasil	0,7596
Mão de obra não qualificada	259.018,17	174.210,44	Mão de Obra menos qualificada - Norte do Brasil	0,67258
Outros	1.973.368,54	1.843.126,22	Construção	0,934
BARRAGENS E ADUTORAS	1.926.314,92			
Mão de obra qualificada	18.314,48	13.911,68	Mão de Obra mais qualificada - Norte do Brasil	0,7596
Mão de obra não qualificada	145.530,20	97.880,70	Mão de Obra menos qualificada - Norte do Brasil	0,67258
Outros	1.762.470,24	1.646.147,20	Construção	0,9
TURBINAS E GERADORES	3.955.073,51	3.472.554,54	Máquinas, aparelhos e materiais elétricos	0,878
EQUIPAMENTO ELÉTRICO ACESSÓRIO	560.399,52	492.030,72	Máquinas, aparelhos e materiais elétricos	0,878
DIVERSOS EQUIPAMENTOS DA USINA	675.773,36	593.329,01	Máquinas, aparelhos e materiais elétricos	0,878
ESTRADAS DE RODAGEM DE FERRO E PONTES	11.932,99	11.157,35	Obras de infraestrutura	0,935
CUSTOS INDIRETOS	1.249.815,95			
CANTEIRO E ACAMPAMENTO	440.852,19	412.196,80	Obras de infraestrutura	0,935
ENGENHARIA	551.065,23	542.248,19	Serviços de Engenharia	0,984
ADMINISTRAÇÃO DO PROPRIETÁRIO	165.319,57	154.573,80	Outros serviços administrativos	0,935
EVENTUAIS	92.578,96	90.050,84	Média ponderada das categorias de "Engenharia e Adm. Do Proprietário"	0,973
SUBESTAÇÃO E LINHA DE TRANSMISSÃO/ INTERLIGAÇÃO	171.869,86	160.526,45	Obras de infraestrutura	0,934
TOTAL	12.498.523,53	11.410.829,28		

¹⁰ A conta “Terrenos, relocações e outras ações socioambientais” foi considerada como integrante da seção de externalidades. Dessa forma, não foi aplicado nenhum fator de conversão.



Além dos custos de implantação apresentados no OPE do empreendimento, também foi considerado um CapEx de Manutenção a ser dispensado a cada 5 anos, iniciando-se no quinto ano de operação do empreendimento. A proporção desse custo foi mantida a mesma dos de implantação, sendo aplicada uma margem de 2,57% diretamente sobre o valor econômico do CapEx, ou seja, correspondendo à aplicação de um fator de conversão ponderado pela composição dos custos.

A margem foi encontrada a partir de levantamentos das demonstrações financeiras recentes, de 2019 e 2020, de usinas hidrelétricas de maior porte, em que suas informações fossem discriminadas, evitando uma análise com demais empreendimentos. A localização da usina, também foi considerada, bem como, o tempo em operação, para evitar que usinas recém-inauguradas enviesassem o dispêndio com a empreendimentos em fase inicial e com imobilizados relevantes ainda em curso. Sendo assim utilizamos para a definição da margem as seguintes UHE's: Santo Antônio, Teles Pires, Estreito, Lajeado e São Manoel.

Vale ressaltar que, sempre que não houver clareza sobre a definição do tipo de financiamento do projeto em análise, seja via orçamento público, PPP (Parceria Público-Privada), concessão ou outro, se estas perspectivas apresentarem divergências, recomenda-se que sejam feitas uma análise distributiva e uma matriz de stakeholders para cada cenário, uma vez que os stakeholders envolvidos em cada um desses se modificam, assim como os valores distribuídos entre eles, os tipos de ineficiência observável e também os patamares de viabilidade econômica.

5.2 DESPESAS COM GESTÃO, MANUTENÇÃO E OPERAÇÃO DE INFRAESTRUTURA (OpEx)

Por se tratar em um projeto em fase de pré-implementação, não foram encontrados dados acerca da composição do OpEx da UHE Jatobá. Dessa forma, utilizou-se o custo anual com operação, manutenção e gestão da UHE Jatobá indicado nos estudos de viabilidade técnica e econômica, sendo a composição desse custo baseado em demonstrações financeiras de projetos de porte similar, já em operação.

O OpEx, portanto, foi estimado a partir da estimativa de custo proposta no Manual de Inventário Hidrelétrico de Bacias Hidrográficas – MME, com valores de referência de data base de junho de 2014, como apresentado no EVTEA da UHE Jatobá. A metodologia estima, em R\$/kW/ano, o valor requerido para operação e manutenção de usinas hidrelétricas em relação à capacidade instalada. Tais valores foram corrigidos monetariamente pelo IGP-DI, para a data base de fevereiro de 2021, conforme indicado pela metodologia, uma vez que os parâmetros para o cálculo não foram atualizados desde a data citada. A equação a seguir evidencia a estimativa de custos de O&M anuais, por kW de capacidade instalada:

$$O\&M = \alpha \times CI^{-\beta}$$

Onde:

α : Parâmetro atualizado pelo IGP-DI;

β : coeficiente constante;

CI: Capacidade instalada em MW;



Quadro 5-2 – Parâmetros de Cálculo do OPEX

Data	IGP-DI acumulado	Parâmetro a	Parâmetro b
jun/14	545,652	138,792	0,3716
jun/20	785,22	199,728	0,3716

Fonte: Manual de Inventário hidrelétrico de Bacias Hidrográficas - MME

Dessa forma, estimou-se um OpEx anual de **R\$ 21.003.594,90**.

A distribuição do OpEx, dada a ausência de dados próprios do empreendimento, foi feita com base em usinas hidrelétricas presentes na mesma região e de portes similares, analisando a composição dos gastos operacionais de cada uma delas. Foram feitas as médias da proporção de cada categoria de gastos para a UHE Teles Pires, UHE Belo Monte e UHE Estreito, UHE Santo Antônio, UHE Jupiá e UHE Ilha Solteira, sendo os valores encontrados aplicados na estimativa de OpEx estimada para a UHE Jatobá. Cabe ressaltar, entretanto, que não foram considerados os gastos com depreciação, que não devem ser incluídos em análises custo-benefício, e os valores dos seguros da usina de Belo Monte, uma vez que estes referem-se ao prêmio do seguro pelo repasse do risco hidrológico pago à CCEE, estimado separadamente.

Realizada a composição do OpEx, assim como na análise do CapEx, foi necessário encontrar os fatores de conversão mais adequados, de forma a converter os valores financeiros em suas respectivas contrapartes econômicas. Nesse caso, entretanto, dado que os custos são dados de forma mais agregada, a análise detalhada de cada uma das categorias de gastos não foi possível.

Para o caso da mão de obra própria, a divisão entre os mais qualificados e menos qualificados foi feita com base nas informações de recursos humanos encontradas no sítio da UHE Itaipu. O documento apresenta a mão de obra separada em 4 categorias: Nível Fundamental, Nível Suporte, Nível Técnico e Nível Universitário. Assim, para aplicação dos fatores de conversão da mão de obra, considerou-se as duas primeiras categorias como representantes da mão de obra menos qualificada, e as duas seguintes como mais qualificada.

Quadro 5-3 - Composição da Mão de Obra Própria da UHE Itaipu

Grupo Ocupacional	Frequência	Salário Base (média)
Profissional de Nível Fundamental	92	R\$ 4.619,37
Profissional de Nível Suporte	279	R\$ 6.308,54
Profissional de Nível Técnico	294	R\$ 6.925,42
Profissional de Nível Universitário	627	R\$ 12.793,50
Total	1.292	R\$ 9.475,74

Fonte: RH – UHE Itaipú, mar/2021



Análise custo-benefício de projetos de infraestrutura de energia e recursos hídricos

PRODUTO 06 - Relatório de estudo de caso sobre aplicação da ACB Energia – UHE

Jatobá

Estudo de Caso ACB Energia UHE Jatobá



Os gastos com serviços de terceiros, apesar de corresponderem à maior parcela do OpEx, são de difícil detalhamento, uma vez que tratam de informações relativas às prestadoras de serviço, não sendo, normalmente, apresentada nas demonstrações financeiras dos empreendimentos. Para maior segregação desse gasto, portanto, foram utilizadas informações das usinas de Jupiá e Ilha Solteira, que apresentaram dados relativos à finalidade da contratação de serviços terceirizados. Dessa forma, foi possível aplicar fatores de conversão específicos para cada tipo de gasto, tornando a análise mais fidedigna. Para o restante dos gastos, à exceção dos seguros, que apresenta um fator de conversão próprio, não foi possível encontrar dados pertinentes que auxiliassem com um maior detalhamento, sendo aplicado o fator de conversão padrão nos valores estimados.

Assim como no CapEx, foi utilizada a média dos fatores de conversão de bens comercializados internamente, com e sem a margem de comercialização. As tabelas abaixo mostram os valores categorizados do OpEx, além dos fatores de conversão aplicados e o respectivo custo econômico de cada categoria.



Quadro 5-4 - Custos Econômicos de Operação do Empreendimento

<u>Categorização OpEx</u>	<u>Proporção</u>	<u>OpEx financeiro (R\$'000)</u>	<u>Fator de conversão utilizado</u>	<u>Valor do FC</u>	<u>OpEx Econômico (R\$'000)</u>
Pessoal	20,47%	4.299,45			3.158,42
Mão de obra qualificada	14,59%	3.064,85	M.O Qualificada	0,7596	2.328,06
Mão de obra não qualificada	5,88%	1.234,59	M.O Não Qualificada	0,67258	830,36
Materiais	5,15%	1.082,42	Fator Padrão ¹¹	0,935	1.012,06
Serviços de terceiros	43,13%	9.059,73		-	8.561,07
Consultorias	2,74%	575,87	Serviços jurídicos, contabilidade e consultoria	0,98	564,35
Vigilância e segurança	1,06%	223,22	Serviços de vigilância, segurança e investigação	0,935	208,71
Limpeza e conservação	0,75%	157,13	Outros serviços administrativos	0,934	146,76
Meio ambiente	2,32%	486,38	Outras atividades de serviços	0,933	453,79
Energia elétrica	0,02%	5,21	Eletricidade, gás e outras utilidades	0,84	4,38
Compartilhamento de infraestrutura	18,21%	3.824,30	Outras atividades de serviços	0,933	3.568,07
Manutenção	12,07%	2.536,00	Manutenção, reparação e instalação de máquinas e equipamentos	0,965	2.447,24
Outros	5,96%	1.251,64	Outras atividades de serviços	0,933	1.167,78
Seguros e Provisões	0,97%	203,30	Atividades financeiras, de seguros e serviços relacionados	0,91	185,00
Outros	30,28%	6.359,34	Média ponderada dos demais fatores do OpEx	0,89	5.639,38
Total	100,00%	21.004,23		-	18.555,94

Fonte: Consórcio Engercorps-Ceres

¹¹ Por se tratar de uma categoria genérica, sem possibilidade de maiores detalhamentos, aplicou-se o Fator de Conversão Padrão, de 0,935.



6. ESTIMAÇÃO DE EXTERNALIDADES SOCIOAMBIENTAIS

Externalidades são os impactos que recaem sobre terceiros sem uma devida compensação, sendo, portanto, um custo ou benefício que extravasa do projeto para partes externas, sem compensação monetária. (Guia ACB Brasileiro, 2020). No caso da UHE Jatobá, foram mapeadas externalidades ambientais e socioeconômicas, que serão descritas e monetizadas nesta seção.

6.1 EXTERNALIDADES MAPEADAS

Abaixo, serão listadas as externalidades mapeadas para o projeto. Nesta seção serão explicadas as metodologias utilizadas para monetização delas e, para aquelas sem metodologias aplicáveis, serão feitas análises qualitativas dos seus impactos. As externalidades calculadas, portanto, foram aquelas que apresentaram parâmetros confiáveis para monetização, e, evitando dupla contagem, foram excluídas aquelas já contempladas no CapEx.

Um exemplo de indicador que já consta o CapEx é o já citado uso da terra, que foi considerado nos custos como “Aquisições de Propriedades, Unidades de Conservação e Realojamentos”.

Quadro 6-1 – Externalidades Mapeadas e Quantificadas

Tipo	Indicador	Custo (R\$'000)
Ambiental	Emissão de CO2	39.823/ano
	Área alagada (km ²)	-
	Perda de vegetação nativa (km ²)	-
	Transformação do ambiente lótico em lêntico (km)	-
	Interferência em UC de proteção integral	-
	Evaporação da água	2.434/ano
	Interferência em UC de uso sustentável	-
Socioeconômico	População diretamente afetada (hab.)	-
	Empregos diretos gerados no pico das obras ¹	-
	Interferência na infraestrutura (população atraída/ população dos municípios)	-
	Interferência em quilombos	-
	Interferência na atividade pesqueira indígena	37.749
	Interferência na exploração de garimpo de ouro legal	316.387

Fonte: Consórcio Engecorps-Ceres

■ Interferência no Garimpo Legal da Região de Tapajós

Sabe-se que a Região de Tapajós é uma das mais ricas em ouro no Brasil, em especial, o sudoeste Paraense, onde fica a UHE de Jatobá. Além disso, na região também está situada a importante mineradora Serabi Mineração Ltda, o que comprova a riqueza aurífera do local.¹² Entende-se, portanto, que a exploração da região para a geração elétrica pode impactar a exploração para geração de receita com o ouro proveniente do garimpo.

Para a monetização desse indicador e inclusão na ACB, foram realizadas estimativas *top down*, começando pela produção anual legal brasileira de ouro provindo do garimpo e aplicando-se regionalizações para chegar a valores proporcionais à região de Tapajós. Depois disso, dividiu-se o valor encontrado pela extensão da UHE pela extensão total da bacia. Com as toneladas de ouro obtidas, multiplicou-se esse valor pela cotação do ouro (jun. 2020). Com isso, foi encontrado o valor referente à potencial receita com extração de ouro da região do projeto.

¹² GreenPeace (2020)

Entende-se que uma estação de garimpo possui ouro de maneira limitada, então, foi estimado que a estação teria uma vida útil de seis anos¹³. Assim, aplicando-se a receita anual encontrada na projeção de seis anos, à taxa de desconto social (8,5%), encontrou-se um VPL de R\$316MM, conforme descrito na tabela abaixo.

Quadro 6-2 – Cálculo da Externalidade da Interferência no Garimpo

Descrição	Valor
Produção de ouro anual (ton/ano) ¹⁴	106
Proporção de ouro advinda do garimpo ¹⁵	25%
Proporção de ouro legalmente garimpado ¹⁶	28%
Proporção de ouro advinda da Amazônia ¹⁷	40%
Proporção de ouro advinda de Tapajós ¹⁸	50%
Proporção extensão projeto/ extensão Bacia de Tapajós	16%
Quilos produzidos ao ano	231,43
Cotação do ouro em grama (jun. 2020 – R\$/g)	300,22
Receita anual garimpo legal (R\$'000)	69.481
VPL (vida útil: 6 anos; TSD: 8.5% - R\$'000)	316.387

Fonte: diversas, Consórcio Engecorps-Ceres

O método proposto demonstrou um impacto de cerca de R\$329 milhões, enquanto no CapEX há um Programa de Monitoramento da Atividade Garimpeira que totaliza cerca de R\$6,5 milhões. Assim, para não incorrer em dupla contagem, o impacto que será adicionado aos cálculos é o do impacto total em 6 anos subtraído do programa que consta no CapEX em valores também equivalentes aos 6 anos, descontada a taxa social.

■ Custo da Pesca para Indígenas

A construção de uma hidrelétrica interfere no leito do rio, alterando a dinâmica de pesca. O Capex da UHE Jatobá levantado também apresenta uma conta destinada ao Programa de Apoio aos Pescadores Artesanais, dessa forma parte do impacto sobre a pesca está abrangido pelos custos, contudo é necessário identificar o custo da interferência gerada na pesca indígena dado que a construção de uma hidrelétrica causa mudanças no leito do rio, interferindo na produtividade da atividade pesqueira e causando mudanças nas características da água, dos peixes e na quantidade destes. A pesca é uma atividade intimamente relacionada com a alimentação e subsistência da população indígena, além de estar relacionada com sua preservação cultural.

Segue abaixo a mensuração do impacto da hidrelétrica na atividade pesqueira indígena.

Método Proposto – Programa de Apoio aos Pescadores Artesanais

¹³ VALE, Eduardo; HERMANN, Hildebrando. Economia mineral do ouro no Brasil.

¹⁴ Agência Nacional de Mineração (2020)

¹⁵ Valor econômico (2020)

¹⁶ Valor Econômico (2020)

¹⁷ Instituto Escolhas (2020)

¹⁸ Instituto Escolhas (2020)

O Capex da Jatobá demonstra o valor destinado ao Programa de Apoio aos Pescadores Artesanais, e o método é utilizá-lo como *proxy* para o custo da atividade pesqueira indígena.

O valor total que consta no Capex é de junho de 2017 e corresponde a R\$ 5.205.144,00. Aqui a prática de *midyear* foi utilizada, considerando-se o IPCA acumulado de junho/17 a junho/2020, o valor atualizado é R\$ 5.736.375,51.

Para descobrir o custo por pessoa foi estimada a população economicamente ativa (PEA) dentro da população afetada por impactos socioambientais. O estudo de viabilidade da UHE Jatobá informou que 775 pessoas sofreriam impactos socioambientais, todas na área rural. Para estimar a PEA dentro desse grupo foi realizado o seguinte procedimento:

Mensuração do percentual da população rural nos três municípios que compõem a AI (Área de Influência Indireta)¹⁹

Quadro 6-3 - Percentual População Rural

Município	Urbana	Rural	Urbana	Rural
Itaituba	70.602	26.741	73%	27%
Jacareacanga	4.933	9.107	35%	65%
Trairão	5.687	11.198	34%	66%
Total	81.222	47.046	63%	37%

Fonte: Censo 2010

A partir da população economicamente ativa municipal levantada no censo de 2010, aplicar o percentual da população rural

Quadro 6-4 - PEA Rural

População economicamente ativa			
Município	PEA municipal (Censo)	PEA rural (Calculado)	% população rural
Itaituba – PA	40.674	10.982	27%
Jacareacanga - PA	5.137	3.339	65%
Trairão – PA	7.127	4.704	66%
Total		19.025	

Fonte: Censo de 2010

Calcular o quociente da PEA rural sobre o total da população rural

$$\% \text{ PEA Rural} = \frac{\text{PEA Rural}}{\text{População Rural}} = \frac{19.025}{47.046} = 40\% \quad (6.1)$$

Aplicar o percentual da PEA Rural sobre o total da população que sofrerá com impactos socioambientais informada pela UHE Jatobá.

$$40\% \times 775 = 313 \quad (6.2)$$

¹⁹ Fonte: <https://noticias.uol.com.br/censo-2010/populacao-urbana-e-rural/pa> acessado em 29/03/2021.

O custo total destinado ao Programa de Apoio aos Pescadores Artesanais deve ser dividido pela população total que sofrerá com impactos socioeconômicos. Encontrando um custo por pessoa no valor de R\$ 18.303,63

$$\frac{5.736.375,51}{313} = 18.303,63 \quad (6.3)$$

A parte final do cálculo consiste em projetar os custos por pescador encontrados para a população indígena. Como os valores utilizados na mensuração do custo são uma *proxy* do impacto sentido por pescadores artesanais, a projeção para a população indígena leva em conta apenas a parcela correspondente à população economicamente ativa.

Para estimar a população indígena economicamente ativa, foi consultado o Censo de 2010 que disponibiliza a PEA indígena por município. Foi considerada a PEA dos municípios onde se encontram as terras indígenas afetadas pela construção da UHE Jatobá²⁰.

Todos os municípios se encontram no estado do Pará.

Quadro 6-5 - Terras Indígenas Afetadas pela UHE Jatobá

Terras indígenas afetadas	Município
Bragança Marituba	Belterra
Munduruku taquara	Aveiro/ Belterra
Sai Cinza	Jacareacanga
Mundurucu	Itaituba/ Jacareacanga
Kayabi	Apiacás MT/ Jacareacanga
Praia do índio	Itaituba
Praia do mangue	Itaituba

Fonte: EVTEA UHE Jatobá

O último Censo do IBGE ocorreu em 2010, com a finalidade de se obter uma informação mais recente e consistente foi calculada a proporção da PEA indígena (2010) pelo total da PEA em cada município (2010). Em seguida esse percentual foi aplicado sobre a população estimada por município para 2020 divulgada pelo IBGE.

Quadro 6-6 - PEA Indígena

Município	PEA indígena	População do município 2010	Proporção	População município 2020	PEA indígena atualizada
Belterra – PA	124	16.318	1%	17.839	136
Aveiro – PA	1102	15.849	7%	16.404	1.141
Jacareacanga - PA	890	14.103	6%	7.590	479
Itaituba – PA	225	97.493	0%	101.395	234
Apiacás – MT	61	8.567	1%	10.283	73
Total					2.062

Fonte: Censo 2010 IBGE

Finalmente, o custo por pessoa foi aplicado sobre a quantidade da PEA indígena afetada (2.062 pessoas), obtendo assim o custo total com o impacto sobre a atividade pesqueira indígena.

²⁰ As terras indígenas afetadas pela UHE Jatobá foram informadas pelo próprio empreendimento no estudo de viabilidade. Os municípios onde se encontram essas terras foram consultados no site <https://terrasisindigenas.org.br/>.

Quadro 6-7 - Custo da Pesca Indígena

Custo por pescador R\$	Custo total R\$
18.303,63	37.748.588,74

Fonte: Consórcio Engecorps-Ceres

Entende-se que o valor encontrado representa o equivalente anual ao impacto na subsistência do povo indígena. Por ser um impacto que ocorrerá também nos anos de operação da hidrelétrica, o valor aqui encontrado representa um impacto anual que se inicia no primeiro ano de operação e segue durante toda a operação do negócio. Ademais, o valor não se configura como dupla contagem do correspondente ao Programa de Apoio aos Pescadores Artesanais, já que ele foi utilizado apenas como proxy para a mensuração do impacto na subsistência indígena, que não possui programa específico. Não possuindo programa específico, esse impacto não foi contabilizado no Capex de nenhuma maneira, então sua entrada como externalidade não é uma dupla contagem.

Método Comparável – ACB Castanheira

Há ainda outro método para mensuração do custo com a atividade pesqueira indígena.

Vilela e Gasparinetti (2018) realizaram uma Análise Custo Benefício para a UHE Castanheira em que estimaram os impactos de sua construção na atividade pesqueira. Para isso coletaram dados na colônia de pescadores Z-16 (Capatazaz Juara) e entrevistaram pescadores locais com o objetivo de mensurar o número de pescadores na região, as espécies mais pescadas, quantidades pescadas, custo e receita da atividade. A partir das informações obtidas conseguiram mensurar o lucro cessante anual em R\$ 19.794,24 por pescador, assumindo que a Castanheira reduziria a produtividade da pesca em 60%.

Os valores utilizados no artigo são de 2015, por isso foi necessária a atualização pelo IPCA. Para isso foi utilizada a prática de *midyear*, atualizando o valor de junho/2015 para junho/2020, encontrando o custo anual de R\$ 24.455,71 por pescador.

Este método consistiria então em utilizar o custo da pesca para a UHE Castanheira como proxy para a UHE Jatobá. Não foi considerado nesse estudo porque apresenta informação com alto grau de especificidade para a região do Mato Grosso, foi realizada a tentativa de entrar em contato com as três colônias de pescadores que estão na AII (Área de Influência Indireta) da Jatobá, são elas: Z-56 Itaituba, Z-74 Trairão e Z-86 Jacareacanga, contudo não houve êxito e não foi obtido acesso às informações necessárias sobre a dinâmica de pesca na região. Também não há acesso à entrevista específica com os pescadores da região estudada, ficando prejudicadas as informações sobre espécies e quantidades pescadas, além de custo e receita da atividade.

■ Custo da Evaporação da Água

Para se calcular o custo de evaporação da água, foi utilizada a seguinte metodologia de cálculo:

$$\begin{aligned} & \text{Água perdida por evaporação por área alagada} \times \text{Área alagada} \\ & \times \text{Custo Social da Evaporação da Água} \end{aligned} \quad (6.4)$$

A UHE Jatobá informou em seus estudos que o reservatório sofrerá uma evaporação de 87 mm ao ano e que a área líquida alagada (área alagada desconsiderando a calha natural do rio) é de 467,2 km². Dessa forma, a evaporação da água corresponde a 40.646.400 m³.

Para monetizar esse valor, foi levantado como *proxy* o custo irrigação para a agricultura em 2020, chegando em uma média de R\$ 0,06/m³²¹. Multiplicando esse custo pelo total da evaporação é encontrado um custo total de R\$ 2.434 milhões ao ano, referente à evaporação da água. Alternativamente, seria possível aplicar a estimativa dessa externalidade em termos da vazão necessária para se produzir determinada quantidade de energia (em MW médios, por exemplo), no entanto essa parametrização não é trivial, depende de modelagens específicas e multivariadas, representando muitas vezes relacionamentos não lineares e incertos.

■ Estimação do custo de emissões de gases de efeito estufa

De modo a definir qual será o preço aplicado à emissão de gases de efeito estufa foi utilizado o resultado estimado pelo IPEA, do Catálogo de Parâmetros. O valor calculado é referente a dados de 2020 e o resultado obtido após a atualização do valor foi de U\$ 11,18/tonelada.

Em sua dissertação de mestrado Miranda (2012), relaciona as diferentes fontes energéticas com suas respectivas gerações de eletricidade e as emissões anuais, conforme apresentado a seguir:

Quadro 6-8 -- Emissão de gases de efeito estufa e geração de eletricidade por fonte no ano de 2010

Tecnologia de geração	Fator de emissão (gCO ₂ eq/kWh)	Geração de eletricidade (GWh/ano)	Emissão anual (tCO ₂ eq/ano)	Participação nas emissões (%)
Hidroeletricidade	86	422.785	36.448.295	61
Eólica	16	1.445	23.337	0,04
Nuclear	14	14.523	214.650	0,4
Termo – CM	1.144	6.124	7.008.061	12
Termo – GN	518	25.284	13.129.981	22
Termo - OC	781	2.088	1.631.020	3
Termo - OD	829	1.127	934.238	2
TOTAL	=	473.376	59.341.776	100

Fonte: Miranda (2012)

Diante dos resultados apresentados, realiza-se a proporção entre a geração GWh/ano em relação as toneladas emitidas por ano, por meio do fator de emissão do estudo e, posteriormente, qual é a proporção do valor do preço de carbono para o Brasil. Por fim,

²¹ Leitão e Sousa Junior (2005)

é realizada a conversão de dólares para reais, utilizando a taxa média para o ano referente, que resulta em R\$ 57,69/tonelada.

No caso da UHE Jatobá, na geração de 8.026,79 GWh/ano é aplicado o fator de 86,2 e encontra-se aproximadamente 690.304 toneladas emitidas, que precificadas pelo valor de R\$ 57,69/tonelada resultam no valor de R\$ 39.823 mil ao ano.

■ Exclusão da rubrica “Terrenos, Relocações E Outras Ações Socio-Ambientais” do Capex e sua inclusão no cálculo das externalidades

Apesar de ser uma conta do CapEx, a rubrica “Terrenos, Relocações e outras ações socio-ambientais” foi tratada como uma compensação das externalidades, pois uma vez que a maioria das rubricas dessa conta é destinada à compensação do uso da terra e ao desenvolvimento de programas sócio-ambientais.

6.2 *EFEITOS ECONÔMICOS INDUTIVOS*

Foi realizada uma análise na qual selecionou três, das cinco usinas utilizadas no cálculo da margem de manutenção do CapEx, para comparar as mudanças na população e no PIB das cidades próximas diante a instalação das UHEs. As cidades selecionadas foram: Paranaíta (MT) e Jacareacanga (PA), onde foram construídas as Usinas Tele Pires e São Manoel; e Estreito (MA), local de construção da Usina Estreito.

Para tal utilizou-se dos dados presentes no banco de dados do DataSUS²², para as informações acerca de população residente conforme o censo, e o IBGE cidades²³ para as informações acerca de PIB e estimativa da população residente nas respectivas cidades no ano mais recente. Dessa forma, foi realizada uma análise comparativa das variações anteriores e posteriores ao ano de início de construção.

A Usina de Tele Pires iniciou sua construção em 2011 e sua operação em 2015/2016, a Usina São Manoel começou as obras em 2014 e operação em 2018, por fim, a Usina Estreito iniciou a construção em 2007 e operação em 2011.

Como resultado foi possível verificar que a população no período imediatamente após o início das construções cresce além do que foi apresentado no período anterior e apenas no caso da cidade de Paranaíta-MT volta a decrescer após a conclusão das obras.

Economicamente, através do PIB verifica-se que assim como o cenário nacional em geral, que de 2000 a 2010 teve um aumento no PIB nominal de 219% (acumulado), as 3 cidades em análise também apresentaram forte alta, média de 258%, no período similar apresentado, contudo verifica-se também que o crescimento após o início das obras, bem como, após o início da operação foi muito significativo, sendo em média 253% em 2 anos.

Dado o tempo de operação e de término das construções, e que os efeitos indutivos devem ser perceptíveis no longo prazo, a análise apresenta resultados que, apesar de indicarem um crescimento esperado nesses dois indicadores no curto prazo com a construção de UHE, não foi possível verificar um viés de longo prazo devido à limitação

²² <http://www2.datasus.gov.br/DATASUS/index.php?area=0206>

²³ <https://cidades.ibge.gov.br/>

dos dados. Não sendo possível identificar esse aspecto de longo prazo, característico do efeito indutivo, não é recomendado seu uso.

Quadro 6-9 – Dados de PIB e População de Paranaíta (MT)

Paranaíta (MT)	2000	2010	2012	2020	Δ2000-2010 (CAGR)	Δ2010-2012 (CAGR)	Δ2012-2020 (CAGR)
População	10.254	10.684	17.000	11.244	0,41%	26,14%	-5,04%
PIB	31.664	106.421	494.107	635.377	12,89%	115,47%	3,19%
PIB per capita	3,09	9,96	29,07	56,51	12,42%	70,82%	8,67%

Fonte: DataSUS e IBGE Cidades

Quadro 6-10 - Dados de PIB e População de Jacareacanga (PA)

Jacareacanga (PA)	2000	2010	2012	2020	Δ2000-2010 (CAGR)	Δ2010-2012 (CAGR)	Δ2012-2020 (CAGR)
População	24.024	14.103	41.487	41.487	-5,19%	71,51%	0,00%
PIB	19.115	93.910	141.010	461.547	17,26%	22,54%	15,98%
PIB per capita	0,80	6,66	3,40	11,13	23,67%	-28,56%	15,98%

Fonte: DataSUS e IBGE Cidades

No entanto, vale ressaltar que o município de Jacareacanga registrou o Processo Judicial nº 798-41.2011.4.01.3902, Seção Judiciária de Itaituba-PA. No entendimento do município houve uma contagem errada dos habitantes e a população judicial do município de Jacareacanga-PA: 41.487 habitantes.

Quadro 6-11 - Dados de PIB e População de Estreito (MA)

Estreito (MA)	2000	2006	2008	2020	Δ2000-2006 (CAGR)	Δ2006-2008 (CAGR)	Δ2008-2020 (CAGR)
População	21.802	25.518	27.328	42.527	2,66%	3,49%	3,75%
PIB	40.583	99.605	443.751	983.068	16,14%	111,07%	6,85%
PIB per capita	1,86	3,90	16,24	23,12	13,14%	103,96%	2,99%

Fonte: DataSUS e IBGE Cidades

7. ESTIMAÇÃO DE BENEFÍCIOS ECONÔMICOS

A presente seção visa descrever os passos adotados para a estimativa dos benefícios econômicos do projeto e as externalidades do projeto. Este segue o racional descrito no Manual

7.1 ESTIMAÇÃO DE BENEFÍCIOS BRUTOS

Conforme abordado no Manual Setorial, existem diversas formas de quantificar os benefícios econômicos resultantes do aumento da oferta de energia. No entanto, no estudo de caso, optou-se por utilizar a lógica do excedente do consumidor, principalmente a fim de facilitar a replicação futura. Os benefícios econômicos do empreendimento foram estimados utilizando-se a lógica do excedente do consumidor. Esse método parte do princípio de que o consumidor avalia cada unidade adicional de produto por um preço específico (benefício marginal) que pode ser capturado pela função inversa de demanda. Ou seja, o benefício econômico de um projeto é a soma dos benefícios marginais daquela quantidade inserida no mercado. Essa relação é ilustrada na imagem abaixo, na qual o benefício econômico total representa o valor gasto pela compra do bem (benefício financeiro – $Q_1 a c Q_2$) e o excedente do consumidor (triângulo acb). Nota-se que o excedente do consumidor é toda o triângulo acima de P_1 até o ponto que o eixo de preços atinge curva de demanda. No entanto, a área do excedente relativa ao aumento da oferta de energia se refere somente ao triângulo acb.

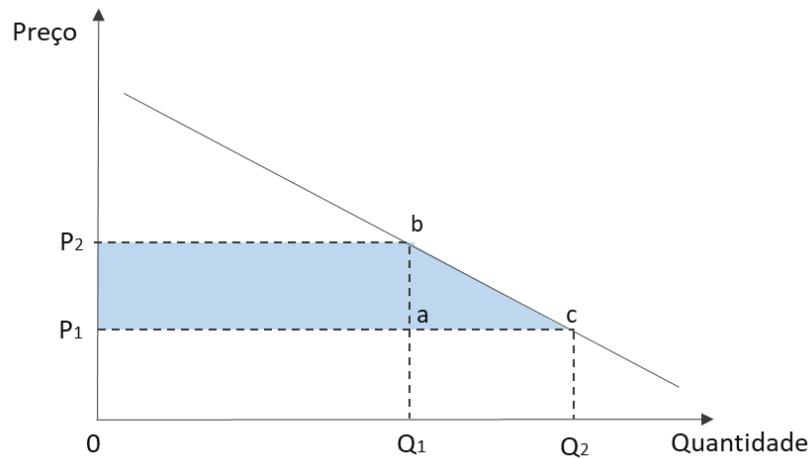


Figura 7-1 – Benefício do Aumento de Energia

Fonte: Adaptado do Guia Asiático (2013)

Dessa forma, aplicando-se esse conceito para estimativa do benefício do empreendimento, (geração de energia elétrica), ele pode ser calculado pela área sob o gráfico da curva de demanda entre a tarifa de energia paga pelos consumidores e a energia consumida. Como dito anteriormente, a área é composta por dois componentes: benefício financeiro e excedente do consumidor.

O benefício financeiro nada mais é que o preço da energia multiplicado pela energia ofertada²⁴ aos consumidores finais. Já o excedente do consumidor pode ser calculado integrando a área sob o gráfico da função inversa da demanda²⁵ e subtraindo-se o benefício financeiro. Dessa forma, é possível estimar o benefício econômico do empreendimento a partir da elasticidade preço-demanda de energia elétrica²⁶, os dados de mercado de consumo de energia, tarifa de energia e oferta de energia do projeto.

$$\text{Excedente do Consumidor} = 0.5 \times \left[\frac{P_1 \times (\Delta Q)^2}{|\epsilon_d| \times Q_1} \right] \quad (7.1)$$

Onde:

- P_1 é a tarifa de energia para o consumidor;
- ΔQ é a quantidade de energia ofertada pelo empreendimento;
- ϵ_d é a elasticidade preço da demanda da energia elétrica;
- Q_1 é a quantidade de energia elétrica do sistema.

7.1.1 Cálculos da Estimativa de Benefícios

■ Quantidade de Energia Elétrica ofertada pelo Empreendimento (ΔQ)

A quantidade de energia ofertada pelo empreendimento ao consumidor final representa a energia gerada com base em sua capacidade instalada (CI) e fator de capacidade (FC) reduzida de perdas ainda na planta geradora e de perdas técnicas de transmissão/distribuição. O projeto possui 1.650 MW de capacidade instalada com um fator de capacidade de 55,5%, representando uma garantia firme de 916,3 MW. Além disso, foram consideradas perdas adicionais ainda na geração de 0,96%²⁷ e perdas na T/D (transmissão e distribuição) de 9,60%²⁸. Dessa forma, a energia gerada sem nenhuma perda é de 8.026.788 MWh/ano (CI x FC x 24 x 365), após a perda ainda na UHE é de 7.949.731 MWh/ano; e depois da perda em T/D é de 7.186.557.

■ Quantidade de Energia Elétrica do sistema (Q_1)

A quantidade de energia elétrica do sistema foi considerada pelo valor do consumo projetado pela EPE no Plano Decenal de Energia 2030, para o ano de 2030 no “Cenário de

²⁴ Nota-se que essa energia ofertada não é a mesma energia gerada pelo empreendimento, uma vez que entre a geração até chegar aos consumidores, sofre-se perdas técnicas energéticas de transmissão e distribuição.

²⁵ Os estudos de função de demanda buscam encontrar a elasticidade preço-demanda

²⁶ É preferível que a elasticidade utilizada seja calculada por quem está realizando a Análise de Custo-Benefício para maior controle da relação dos dados utilizados na elaboração do da ACB e na estimativa da função de demanda. Não obstante, a utilização de elasticidades calculadas por estudos externos à ACB realizada é vista na literatura, como no próprio exemplo de Boardman et al (2018) e no Guia Asiático (2013).

²⁷ Conforme base de avaliações internas

²⁸ Dado da Relatório de Perdas de Energia Elétrica na Distribuição da Aneel, edição 2019, para a região norte do Brasil.

Referência”, uma vez que o empreendimento está previsto para entrar em operação apenas em 2030²⁹. A quantidade projetada é de 677.237.736 MWh/ano.

■ Preço/Tarifa de Energia para o Consumidor (P_1)

Foi utilizado o preço da tarifa de energia médio de 2020, obtido pela soma da receita da distribuidora (líquida de imposto) e dividida pelo consumo de energia em 2030, chegando a uma tarifa média de R\$509,44/MWh na data base de 2020. Para o ano de 2030, o preço (p_1) pode ser apurado de duas maneiras. Assim, p_1 será equivalente a p_0 em termos reais, ou seja, considerando cenário de preços de energia de baixa variação. Foram selecionados os dados em painel pelo fato de representar metodologia próxima à utilizada no guia asiático e também alinhada com a proposta do trabalho do Dantas.

■ Elasticidade (ϵ_d)

Para a elasticidade, foi elaborado modelo econométrico próprio analisado no Anexo 4, seção 17.2. Dessa forma, obteve-se uma elasticidade de -0,149.

■ Cálculo

Definidos os parâmetros necessários para o cálculo do excedente do consumidor, é possível substituí-los na equação 4.1, encontrando o valor utilizado no modelo. Abaixo estão listados os parâmetros utilizados para o cálculo, tanto para o cenário de referência, quanto para o alternativo.

- ΔQ : 7.186.557 MWh
- Q_1 : 677.237.736 MWh/ano.
- P_1 : R\$ 509,44/MWh
- ϵ_d : - 0,149

Dessa forma, estimou-se para o Cenário Base, um benefício econômico bruto de R\$ 3,792 bilhões, sendo R\$ 131,768 milhões referentes ao excedente do consumidor, conforme detalhado abaixo:

$$\text{Benefício Financeiro} = 509,44 \times 7.186.557 = 3.661,12 \times 10^6$$

$$\text{Excedente do consumidor} = 0,5 \times \left[\frac{509,44 \times (7.186.557)^2}{|-0,149| \times 677.237.736} \right] = 130.173.855$$

²⁹ Pelos dados do MDI, foi considerada a entrada da UHE Jatobá em março/2030.

³⁰ Disponível em

<http://rap.aneel.gov.br/relatoriosRAP/?folder=ANEEL/sgt/Pubsgt/samp&report=Relat%C3%B3rio%20Fornecimento>

8. INDICADORES DE VIABILIDADE DO PROJETO

Nessa seção, serão descritos os principais indicadores de uma ACB, descritos abaixo, além dos devidos tratamentos que devem ser realizados em cada um dos cenários encontrados na análise, no Quadro 8-1. Assim, apesar dos indicadores refletirem, de forma geral, a viabilidade do projeto ou a preferência entre alternativas, análises adicionais, de cunho quantitativo e qualitativo devem ser realizadas a depender do resultado encontrado.

- **Valor Social Presente Líquido (VSPL):** Diferença entre o total de benefícios e custos descontados à Taxa Social de Desconto (TSD). Caso o VSPL seja maior que 0, o projeto analisado possui benefícios socioeconômicos maiores que seus custos, indicando sua viabilidade. Serve, também, para comparação entre projetos mutuamente excludentes, com preferência, mesmo que de forma preliminar, para projetos com maior VSPL.
- **Valor Anual Equivalente (VAE):** valor que, se recebido anualmente pela vida útil do projeto, teria o mesmo VPL que o próprio projeto
- **Taxa de Retorno Econômica (TRE):** a taxa de desconto que resulta em um valor igual a zero para o VSPL, corresponde ao retorno socioeconômico do projeto. Os resultados encontrados para a TRE do projeto determinam as análises complementares a serem realizadas, conforme descrito no Quadro 8-1 - Interpretação da TRE.
- **Índice Benefício-Custo (B/C):** dado pelo quociente entre os valores presentes de benefícios e custos econômicos. O Índice B/C é invariante quanto à escala do investimento, mas indica o ordenamento adequado entre diversos projetos. Apesar disso, o indicador favorece projetos de menor custo, sendo sensível às classificações dos efeitos do projeto. Além disso, não indica preferências entre projetos mutuamente excludentes, uma vez que não representa os benefícios líquidos, e sim um quociente quanto aos custos econômicos.

Conforme indicado, a depender dos resultados encontrados para o projeto a ser analisado, é necessário que sejam feitas análises adicionais pelo proponente, sendo essa decisão tomada sobre a TRE obtida.

Quadro 8-1 - Interpretação da TRE

	$TRE \geq 11,4\%$	$8,5\% \leq TRE < 11,4\%$	$5,4\% \leq TRE < 8,5\%$	$TRE < 5,4\%$
Viabilidade	Projeto viável	Projeto viável	Projeto considerado, a princípio, inviável	Projeto inviável, sendo recomendada a sua descontinuidade
Análise de Sensibilidade	Necessária	Necessária	Necessária na ausência de alternativa viável	-
Análise Qualitativa de Risco	Necessária	Necessária	Necessária na ausência de alternativa viável	-
Análise Probabilística de Risco	Dispensada, a não ser que seja recomendada pela Análise Qualitativa de Riscos	Recomenda-se realizar a análise por simulação de Monte Carlo (ou método semelhante)	Necessária na ausência de alternativa viável	-



	TRE $\geq 11,4\%$	$8,5\% \leq \text{TRE} < 11,4\%$	$5,4\% \leq \text{TRE} < 8,5\%$	$\text{TRE} < 5,4\%$
Análise Distributiva	Necessária, mas para mera demonstração da distribuição dos custos e benefícios entre os principais stakeholders	Necessária, mas para mera demonstração da distribuição dos custos e benefícios entre os principais stakeholders	Necessária para verificação se há efeitos redistributivos relevantes	-

Fonte: Consórcio Engecorps-Ceres

Com os custos, benefícios e externalidades do projeto, é possível realizar o cálculo dos indicadores da análise de custo-benefício por meio do fluxo de caixa social do projeto, que é apresentado na tabela abaixo.

Na projeção, os valores encontram-se reais em 2020. O tempo de projeção foi de 37 anos, que equivale a 7 anos de construção e 30 anos de vida útil do empreendimento. Por se projetar até o final da vida útil, não foi considerado nenhum valor residual para o ativo. Ademais, o fluxo é descontado pela Taxa de Social de Desconto de 8,5%³¹ e data base de 2020³². A partir de tais premissas, encontra-se um VSPL de R\$6.328.634 mil, e TRE de 13,92%. O quadro abaixo apresenta o fluxo de caixa social do empreendimento:

³¹ Valor recomendado no Guia Prático de Análise Custo-Benefício de Projetos de Investimento em Infraestrutura (2020, pág 47)

³² Pela metodologia Mid-Year, os valores são ajustados até jun/2020.



Quadro 8-2 – Fluxo de Caixa Social do Projeto Consolidado (R\$'000)

	2023 (Ano 0) -VPSL	2024 (Ano 1)	2025 (Ano 2)	2026 (Ano 3)	2027 (Ano 4)	2028 (Ano 5)	2029 (Ano 6)	2030 (Ano 7)	2031 (Ano 8)	2032 (Ano 9)	2033 (Ano 10)
BENEFÍCIO BRUTO	15.485.969	-	-	-	-	-	-	3.002.791	3.002.791	3.002.791	3.002.791
Receita Tarifária Paga pelo Consumidor (Projeto)	15.058.927	-	-	-	-	-	-	2.919.986	2.919.986	2.919.986	2.919.986
Excedente do Consumidor (Projeto)	427.042	-	-	-	-	-	-	82.805	82.805	82.805	82.805
CUSTOS TOTAIS	(9.066.098)	(1.295.235)	(1.179.252)	(1.217.579)	(886.204)	(599.312)	(209.300)	(242.803)	(242.803)	(242.803)	(242.803)
OPEX	(95.620)	-	-	-	-	-	-	(18.541)	(18.541)	(18.541)	(18.541)
ENCARGOS	(1.156.560)	-	-	-	-	-	-	(224.262)	(224.262)	(224.262)	(224.262)
CAPEX	(7.699.926)	(1.295.235)	(1.108.426)	(1.146.753)	(850.791)	(599.312)	(209.300)	-	-	-	-
EXTERNALIDADES	(2.795.650)	(220.147)	(220.147)	(220.147)	(220.147)	(220.147)	(152.232)	(205.545)	(206.364)	(207.219)	(207.931)
FLUXO ANTES DO VALOR RESIDUAL	5.998.793	(1.515.382)	(1.399.399)	1.054.451	1.162.727	1.085.044	(225.497)	2.156.397	2.166.370	2.176.777	2.185.450
VALOR RESIDUAL	355.175										
BENEFÍCIO LÍQUIDO	6.353.967	(1.515.382)	(1.399.399)	1.054.451	1.162.727	1.085.044	(225.497)	2.156.397	2.166.370	2.176.777	2.185.450

Fonte: Consórcio Engecorps-Ceres



Com o fluxo de caixa projetado e reduzido a um valor comum e mesma base temporal, com a aplicação da Taxa Social de Desconto, os indicadores econômicos são computados, sendo os resultados encontrados apresentados no quadro abaixo:

Quadro 8-3 - Indicadores ACB

Indicador	Resultado
Valor Social Presente Líquido (VSPL) (R\$'000)	6.353.967
Valor Anual Equivalente (VAE) (R\$'000)	591.240
Taxa de Retorno Econômica (TER)	13,94%
Índice Benefício-Custo (B/C)	1,54

Fonte: Consórcio Engecorps-Ceres

Dessa forma, em termos econômicos o projeto alcança um resultado positivo, indicando que o benefício gerado pelo projeto é superior a seus custos a uma Taxa Social de Desconto de 8,5%. Por análise do Índice B/C, assim como pelo VSPL, nota-se a viabilidade do projeto analisado. Conforme descrito no Quadro 8-1, por apresentar TRE maior que patamar de 11,4%, seria necessário realizar apenas análises de sensibilidade e de risco qualitativo, dispensando a análise de risco probabilística. Essa, no entanto, será feita a fim de exemplificação, mesmo que não essencial.

Tais análises são necessárias para identificar variáveis críticas, além de testar a robustez do resultado alcançado. Também é preciso analisar a distribuição desses valores econômicos na sociedade para averiguar que quem são os entes da sociedade ganhadora e perdedora, para, então, comparar os resultados do projeto frente às alternativas propostas. Essas análises serão abordadas nos próximos três capítulos, respectivamente.

9. ANÁLISE DE RISCO

9.1 ANÁLISE DE SENSIBILIDADE

Os quadros a seguir apresentam o Valor Social Presente Líquido ao se considerar diferentes combinações das premissas de OpEx³³ e CapEx³⁴, e variações no fator de emissão de carbono³⁵ e no fator de capacidade do empreendimento. Os parâmetros variam, positiva e negativamente, em 5%, 10%, e 20%, sendo as células em cinza referentes ao valor sem variação do parâmetro na linha/coluna. Nota-se, também, que a ausência da análise de sensibilidade da elasticidade preço-demanda da energia, e do preço da energia se dá pela presença de um cenário contrafactual com geração de energia correspondente, sendo os benefícios econômicos associados, idênticos.

Quadro 9-1 - Análise de Sensibilidade CapEx e OpEx

		Variação do CapEx de referência						
		-20%	-10%	-5%	0%	5,0%	10,0%	20,0%
Variação do OpEx de referência	-20%	8.324.741	7.349.645	6.862.096	6.374.548	5.887.000	5.399.452	4.424.356
	-10%	8.314.451	7.339.354	6.851.806	6.364.258	5.876.710	5.389.162	4.414.065
	-5%	8.309.305	7.334.209	6.846.661	6.359.113	5.871.565	5.384.016	4.408.920
	0%	8.304.160	7.329.064	6.841.516		5.866.419	5.378.871	4.403.775
	5,0%	8.299.015	7.323.919	6.836.370	6.348.822	5.861.274	5.373.726	4.398.630
	10,0%	8.293.870	7.318.773	6.831.225	6.343.677	5.856.129	5.368.581	4.393.484
	20,0%	8.283.579	7.308.483	6.820.935	6.333.387	5.845.838	5.358.290	4.383.194

Fonte: Consórcio Engecorps – Ceres

Diante da análise dos parâmetros de referência para o CapEx e para o OpEx, é nítida a sensibilidade do resultado perante variações do CapEx, dada a necessidade de grande dispêndio de capital para implantação do projeto, característica comum a projetos hídricos. Assim, nota-se que um aumento de 5% no montante necessário para implantação do projeto causa uma variação negativa 7,7% no VSPL, ou uma variação total de R\$487,548 milhões. O OpEx, por sua vez, por contribuir com uma pequena parcela dos custos totais, se mostrou pouco relevante à sensibilidade do resultado.

Quadro 9-2 - Análise de Sensibilidade Preço do Carbono e Fator de Capacidade

		Variação do Fator de Capacidade						
		-20%	-10%	-5%	0%	5,0%	10,0%	20,0%
Variação do Preço do Carbono	-20%	2.584.803	4.112.877	4.876.915	5.640.952	6.404.989	7.169.027	8.697.102
	-10%	2.870.009	4.433.734	5.215.597	5.997.460	6.779.323	7.561.185	9.124.911
	-5%	3.012.612	4.594.163	5.384.938	6.175.714	6.966.489	7.757.264	9.338.815
	0%	3.155.215	4.754.591	5.554.279	6.353.967	7.153.656	7.953.344	9.552.720

³³ O valor de referência do OpEx é de 12,73 R\$/kW, conforme indicado no Capítulo 5.

³⁴ O CapEx, estimado em R\$ 12,49 bilhões pelo EVTE do projeto foi parametrizado a fim de possibilitar a realização da análise de sensibilidade. Dessa forma, o parâmetro de referência foi de 7.574,86 R\$/kW.

³⁵ Estimado em 86 gCO₂/KWh por Miranda (2012).



		Variação do Fator de Capacidade						
		-20%	-10%	-5%	0%	5,0%	10,0%	20,0%
	5,0%	3.297.818	4.915.020	5.723.621	6.532.221	7.340.822	8.149.423	9.766.625
		3.440.421	5.075.448	5.892.962	6.710.475	7.527.989	8.345.502	9.980.529
		3.725.627	5.396.305	6.231.644	7.066.983	7.902.322	8.737.661	10.212.68

Fonte: Consórcio Engecorps – Ceres

A partir das variações dos parâmetros de emissão de carbono e do fator de capacidade do empreendimento, nota-se que a emissão do gás poluente é pouco relevante para a viabilidade do projeto, principalmente por se tratar de uma fonte sem utilização de combustíveis fósseis. Além disso, uma vez que o cenário contrafactual simula uma termelétrica a carvão, com emissão de GEE significativa, o aumento do preço do carbono aumenta o VSPL da UHE, mesmo que de forma pouco significativa. Assim, variações de um ponto percentual no parâmetro de emissão de gás carbônico resultam em variações de menor proporção no VSPL, ou seja, tal variável não é considerada crítica ao empreendimento. Por outro lado, a variação do fator de capacidade, ou seja, a variação da energia gerada, mantendo fixos o OpEx e o CapEx, é determinante para a viabilidade do projeto. Nota-se que uma redução de 5% no fator de capacidade da usina corresponde a uma diminuição de cerca de 12,6% no VSPL estimado, indicando que essa é uma variável sensível.

Por fim, cabe analisar, dentre os parâmetros considerados críticos, quais são os valores mínimos ou máximos que esses devem assumir para que o VSPL seja nulo, ou seja, para quais valores limítrofes o empreendimento ainda é economicamente viável.

Quadro 9-3 – Análise “Switching Value”

	Cenário Base	
	Valor de Inflexão	Variação
CapEx (R\$/kW)	12.491,72	64,90%
Fator de Capacidade	33,53%	(39,62%)

Fonte: Consórcio Engecorps - Ceres

A partir da análise do ponto de inflexão, é possível identificar que, apesar do CapEx de referência e do fator de capacidade serem variáveis sensíveis, são necessárias variações significativas para que eles afetem a viabilidade do empreendimento.

9.2 ANÁLISE DE RISCO QUALITATIVA

Para realizar uma análise qualitativa de riscos, foram identificados os eventos adversos com os quais o projeto pode se defrontar. A construção da lista demonstra a complexidade envolvida no projeto. No quadro a seguir, será exposto os eventos listados em forma de matriz de risco, como sugere o Guia Geral ACB (2021). A partir do quadro, cada risco será detalhado, justificando as notas escolhidas e abordando formas de mitigação quando cabível.



Quadro 9-4 - Matriz de risco do projeto

Fase	Evento	Causa	Consequências	Probabilidade ³⁶	Severidade ³⁷	Nível de risco
Pré- operação	Não obtenção de licenças	Insucesso na obtenção de licenças motivado por documentações incompletas/ erradas	Não ser possível realizar o projeto	B	V	Alto
	Lentidão na obtenção de licenças	Retrabalho por ter a licença negada uma ou mais de uma vez por entrada com documentações erradas/ não suficientes para obtenção de licença	Demora para iniciar a operação da hidrelétrica	E	III	Moderado
	Oposição pública	Oposição da sociedade pelos possíveis custos sociais e ambientais do projeto e a má conscientização da população sobre as necessidades dele	Demora para iniciar a operação da hidrelétrica	E	II	Alto
	Dificuldade de realocação da comunidade	Oposição da sociedade ou falta de disponibilidade de terrenos compatíveis com a realocação	Engajamento de oposição pública e possibilidade de maior dispêndio financeiro nessa área	C	II	Moderado
	Lentidão na obtenção de peças para a planta	Problemas de entrega com os fornecedores contratados	Demora para iniciar a operação da hidrelétrica	B	II	Baixo
	Encarecimento do CapEX devido à variação de commodities (principalmente cimento e aço)	Condições macroeconômicas desfavoráveis	Encarecimento do projeto	D	II	Moderado
	Demora na execução da obra	Problemas variados, como: dificuldade de acesso aos locais, chuvas, gerenciamento ineficiente, etc.	Demora para iniciar a operação da hidrelétrica	D	II	Moderado
Operação	Alteração no fator de capacidade devido a eventos climáticos	Escassez temporária por algum evento climático extremo ou contínua devido à utilização do recurso limitado	Menor geração energética	D	III	Alto

Fonte: Consórcio Engecorps-Ceres

³⁶ Como no Guia Geral (2021), as probabilidades vão de A a E, sendo que A é o menos provável e E é o mais provável.³⁷ Como no Guia Geral (2021), a severidade vai de I a V, sendo que I é o evento menos severo em questão de consequências para o bem estar social e V é o mais severo nesse quesito.



■ Não obtenção de licenças

Entende-se que a não obtenção de licenças, devido a documentações incompletas/erradas é pouco provável de se acontecer, pois essas documentações podem ser revistas e corrigidas em caso de alguma irregularidade. Mesmo assim, se isso acontecer, inviabilizaria o projeto como um todo, então a severidade é a mais alta possível. Portanto, a ação é a de mitigação, e o recomendado é revisar as documentações de licenças com técnicos com antecedência e detalhismo para correr tudo conforme o esperado dentro desse processo.

■ Lentidão na obtenção de licenças

Por se ter retrabalho por ter a licença negada uma ou mais de uma vez por entrada com documentações erradas/ não suficientes para obtenção de licença, pode ser que haja uma lentidão na obtenção de licenças que pode causar demora para iniciar a operação da hidrelétrica. Entende-se que a probabilidade de isso ocorrer é Muito Alta, visto que isso já ocorreu no passado em relação ao RIMA do projeto. Além disso, a severidade é vista como moderada, pois, uma vez que há demora para se iniciar o projeto, isso causará impacto negativo no bem estar social, principalmente, financeira para o executor do projeto. A medida de mitigação e prevenção, por também se tratar de licenças, é a mesma medida citada para o caso de não obtenção de licença.

■ Oposição pública

O risco de oposição pública está muito associado aos posicionamentos da sociedade em geral contrários aos possíveis custos socioambientais que o projeto incorrerá. Em questão de probabilidade, vê-se que é muito provável que haja uma oposição pública ao projeto, por isso ser recorrente em projetos hidrelétricos, especialmente os que possuem plantas próximas a terras indígenas. Em questão de severidade, é observado que podem haver perdas mínimas de bem estar social, pois o projeto e a geração energética dificilmente não aconteceriam devido à oposição pública. Observando a probabilidade e a severidade, a medida indicada é a de prevenção. Como sugestão de medida, indica-se que haja campanhas de transparéncia do projeto desde o início de sua idealização, além da disponibilização e divulgação da documentação dele para consulta pública.

■ Dificuldade de realocação da comunidade

Entende-se que há chances de se haver dificuldade em realocação da comunidade, em especial, a Comunidade Indígena, porque é necessário encontrar terrenos que supram a comunidade dos recursos para sua subsistência e bem estar. Foi observada a probabilidade moderada de isso acontecer, e uma severidade também moderada, já que os impactos no bem estar não seriam suficientes para um impacto no longo prazo do projeto. Ainda assim, a medida recomendada é a de mitigação. Para isso, recomenda-se que as realocações sejam tratadas com antecedência pela equipe técnica responsável para isso, e que já sejam traçadas mais de uma opção de realocação para as comunidades, para prevenir problemas no “Plano A” e não se possuir alternativas.

■ Lentidão na obtenção de peças para a planta

Entende-se que pode haver lentidão na obtenção de peças para a construção da planta devido a problemas de entrega com os fornecedores contratados. Analisando esse risco, entende-se que ele não apresenta uma probabilidade alta de ocorrência, tendo sido classificado como B, pois a gestão de prazos pode ser acompanhada de perto, e, em casos



extremos, pode ser possível inclusive trocar de fornecedor. Sobre a severidade, foi observada uma severidade baixa para esse risco, já que ele não levaria a nenhum impacto no bem estar social no médio ou longo prazo. Por isso, como ação de prevenção, indica-se que os prazos dos fornecedores sejam acompanhados de perto, e que se evite a dependência de poucos fornecedores.

■ **Encarecimento do CapEX devido à variação de commodities (principalmente cimento e aço)**

Entende-se que o CapEX pode encarecer a depender da cotação das commodities, devido a fatores macroeconômicos externos. Como existem variações recorrentes nos preços das commodities, e a pré-operação de uma hidrelétrica dura anos, foi classificado como muito provável que esse risco aconteça. Já que o CapEX representa cerca de 50% dos custos totais, entende-se que um aumento de valor nessa conta teria um impacto na relação de custo benefício do projeto, mas que esse impacto não seria grande o suficiente para afetar o bem estar social gerado por ele. O indicado é procurar prevenir esse risco, mas, tratando-se de um fator macroeconômico, a microação dos agentes do empreendimento pode não ser suficiente para uma prevenção efetiva.

■ **Demora na execução da obra**

Problemas variados, como: dificuldade de acesso aos locais, chuvas, gerenciamento inefficiente, etc, podem levar com que a obra demore mais que o previsto para ser finalizada e a energia comece a ser disponibilizada e vendida. Tratando-se de uma obra de vários anos e as múltiplas possíveis causas para esse risco, ele foi tratado como provável de ocorrer. Ainda assim, entende-se que esse atraso ocasionará um impacto apenas de curto prazo no bem-estar social, tendo severidade baixa. O indicado, portanto, é a prevenção, que pode ser obtida a partir de um acompanhamento próximo do projeto.

■ **Alteração no fator de capacidade devido a eventos climáticos**

Entende-se que ao longo dos 30 anos de operação da hidrelétrica, pode ser que eventos climáticos não esperados atrapalhem o fator de capacidade atingir as métricas esperadas, como a falta de chuva em determinada época. Dado o espectro de décadas de anos de operação, foi classificado que é muito provável que isso ocorra em algum momento da operação. Além disso, a depender do tempo que esse evento climático ocorra, a influência no fator de capacidade pode ser tamanha que exista um impacto na geração energética para além do curto prazo. Por isso, a severidade foi classificada como alta. Para prevenção e mitigação, indica-se a utilização de Mecanismos de Realocação de Energia, para que a disponibilidade energética não diminua e afete a sociedade que a recebe. Outra medida, mas menos recomendada, já que afeta o bem estar social, é vender menos do que a totalidade de energia gerada, a fim de evitar uma total escassez de disponibilidade no futuro.

9.3 ANÁLISE DE RISCO QUANTITATIVA

Com o objetivo de analisar a variabilidade dos principais resultados da ACB, em função da oscilação de premissas de interesse, e apontar as variáveis críticas da avaliação, foram realizadas simulações por meio de técnicas de reamostragem aleatória a partir da atribuição de distribuições de probabilidades para as principais premissas das projeções do ACB. Esse tipo de simulação é conhecido como Método de Monte Carlo, amplamente utilizado para mensuração quantitativa de risco.

As identificações de distribuições de probabilidades, análises e resultados foram realizados com o auxílio do software @Risk®.

As variáveis selecionadas para as simulações são:

- Energia gerada pelo projeto: Potencial de volume médio de energia gerada anualmente pelo empreendimento avaliado (MWh).
- Investimentos (CapEx): Referência unitária de recursos necessários para a implantação de Usina Hidrelétrica (R\$/kW)

Foram atribuídas distribuições de probabilidade específicas para cada variável simulada, oriundas de históricos de medições associadas e de valores alternativos identificados.

Para a Energia Gerada, foi atribuída distribuição de propriedade ajustada sobre a amostra de precipitação média conforme medições mensais de 1973 a 2013 na Estação Jatobá. O Resumo anual dessas medições se encontra no quadro a seguir. Por se tratar de um empreendimento do tipo Fio D'água, a variabilidade da geração de energia é mais associada à variabilidade do regime pluviométrico e fluviométrico.

É importante destacar que efeitos de mudanças climáticas têm se demonstrado mais presentes nas projeções de curto e longo prazo do setor energético, no entanto o histórico observado não contempla esse efeito da forma mais adequada. Alternativamente a esse histórico, é recomendada a utilização de referenciais e projeções acadêmicas que contemplem corretamente esses efeitos. Neste estudo de caso, por simplificação, a distribuição de probabilidades considerada é a apurada pelo histórico, na ausência de referências externas consolidadas.

Quadro 9-5 - Amostra de precipitação

Ano	Precipitação Anual	Variação Anual da Precipitação
1973	2289	
1974	2720	18,83%
1975	2471	(9,15%)
1976	1916	(22,46%)
1977	2485	29,70%
1978	2267	(8,77%)
1979	1850	(18,39%)
1980	1749	(5,46%)
1981	1370	(21,67%)
1982	2157	57,45%
1983	1723	(20,12%)
1984	1783	3,48%



Ano	Precipitação Anual	Variação Anual da Precipitação
1985	1923	7,85%
1986	1851	(3,74%)
1987	1347	(27,26%)
1988	1931	43,41%
1989	2219	14,91%
1990	1640	(26,09%)
1991	2508	52,93%
1992	1410	(43,78%)
1993	3360	138,30%
1994	2596	(22,74%)
1995	2686	3,47%
1996	2652	(1,27%)
1997	1498	(43,51%)
1998	1692	12,95%
1999	2482	46,69%
2000	2699	8,74%
2001	2109	(21,86%)
2002	1724	(18,26%)
2003	1932	12,06%
2004	2066	6,94%
2005	1476	(28,56%)
2006	2304	56,10%
2007	2259	(1,95%)
2008	2440	8,01%
2009	2288	(6,23%)
2010	2461	7,56%
2011	2575	4,63%
2012	2680	4,08%
2013	1413	(47,28%)

Fonte: Hidroweb, ANA – Agência Nacional de Águas, setembro de 2014.

A partir do histograma da variação anual da precipitação, foi identificada que a distribuição Log-Normal se adapta razoavelmente bem a ele, de modo que foi essa a distribuição considerada nas simulações para a variação da Energia Gerada.

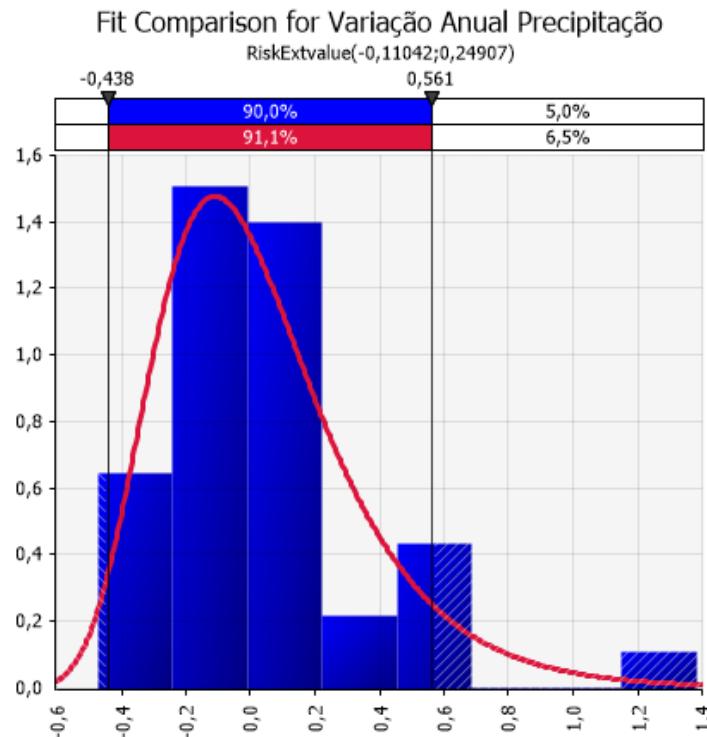


Figura 9-1 – Distribuição Log-Normal para a variação da Variável Energia Gerada

Fonte: Consórcio Engecorps-Ceres

Para os Investimentos, foi atribuída distribuição de propriedade ajustada sobre a amostra de CapEx referenciais alternativos, sendo eles compostos pelos empreendimentos de geração hidrelétrica considerados pela EPE no material do PDE 2030. A amostra de CapEx referencial se encontra no quadro a seguir.

Quadro 9-6 - Amostra de CapEx Referencial

UHE	Potência MW	CapEx (R\$/kW)
Apertados	139,0	9.100
Bem querer	650,0	9.000
Buriti Queimado	142,0	15.300
Castanheira	140,0	12.300
Comissário	140,0	10.800
Davinópolis	74,0	13.600
Ercilândia	87,1	10.500
Formoso	342,0	10.800
Foz do Piquiri	93,2	11.400
Foz do Xaxim	63,2	10.200
Itaguaçu	92,0	7.400
Itapiranga	724,6	8.100
Jatobá (PA)	1650,0	9.200
Maranhão	125,0	9.500
Mirador	80,0	10.200
Paranã	90,0	9.600
Porteiras	86,0	18.100
Porto Galeano	81,0	8.200

UHE	Potência MW	CapEx (R\$/kW)
Santo Antônio	84,3	7.000
Saudade	61,4	9.500
Tabajara	400,0	9.700
Telêmaco Borba	118,0	7.900

Fonte: PDE 2030

Nesse caso, o histograma da amostra se adaptou bem com a distribuição Log-Normal, conforme gráfico a seguir.

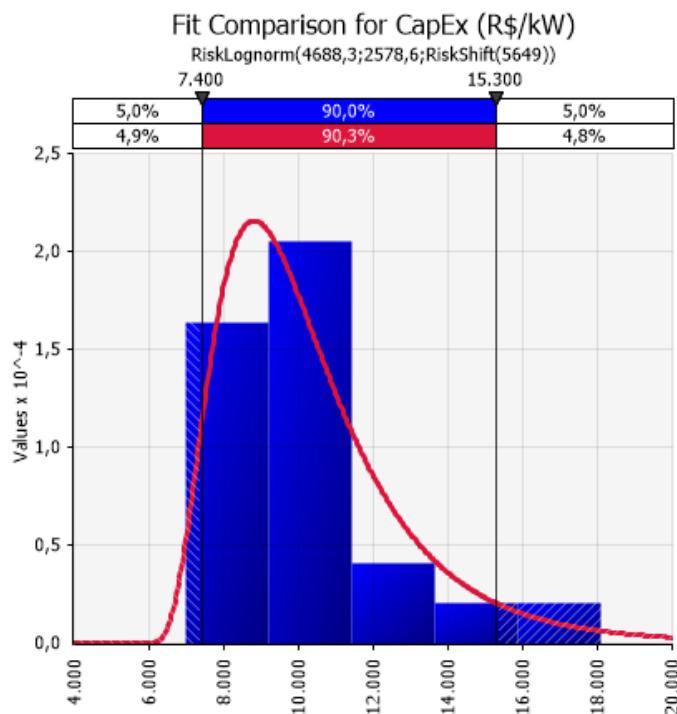


Figura 9-2 – Distribuição Log-Normal para a variável CapEx

Fonte: Consórcio Engecorps-Ceres

A partir dessas distribuições, foram realizadas 100 mil simulações com o auxílio do software @Risk (versão 8.2 Industrial). No caso, como resultado avaliado foram selecionados a Taxa de Retorno Econômica (TRE), o Valor Social Presente Líquido (VSPL). Os resultados da simulação de Monte Carlo encontram-se a seguir.

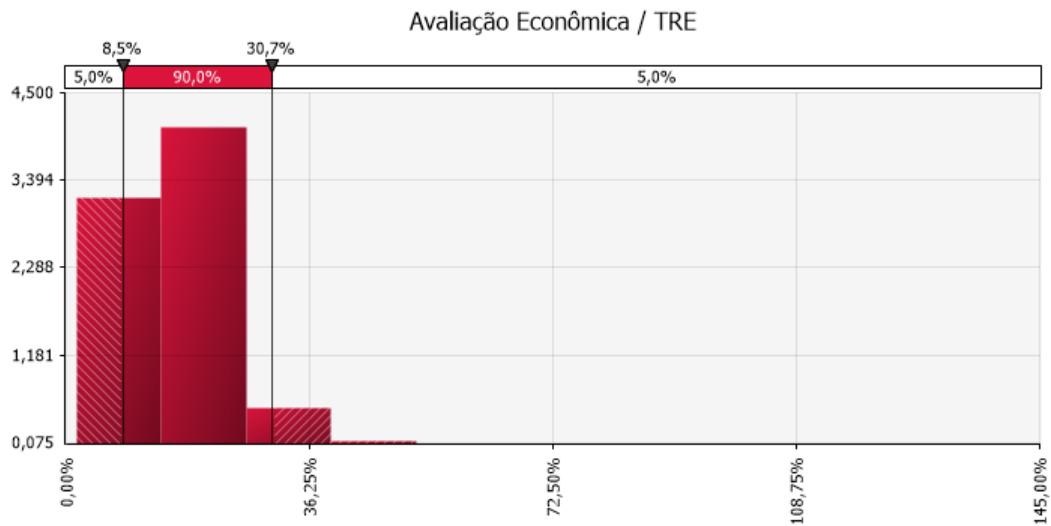


Figura 9-3 – Distribuição amostral de probabilidades para a TRE
 Fonte: Consórcio Engecorps-Ceres

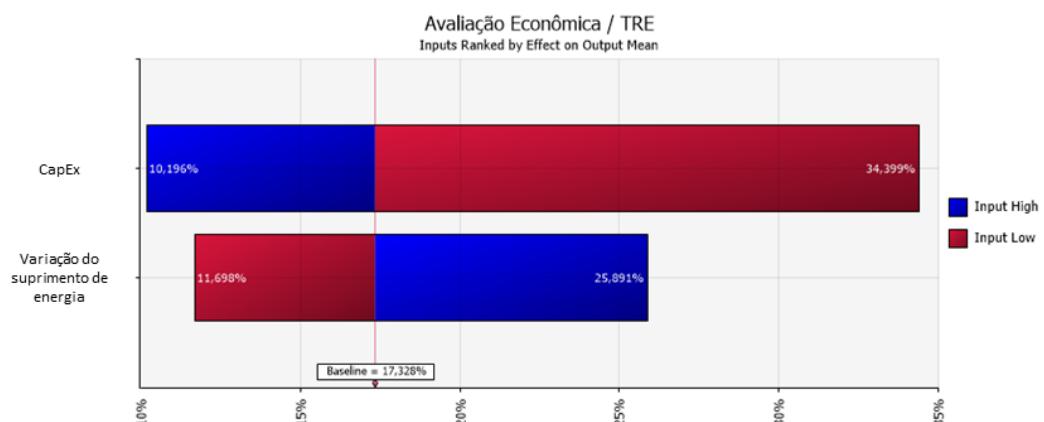


Figura 9-4 – Variáveis de maior impacto na variabilidade da TRE
 Fonte: Consórcio Engecorps-Ceres

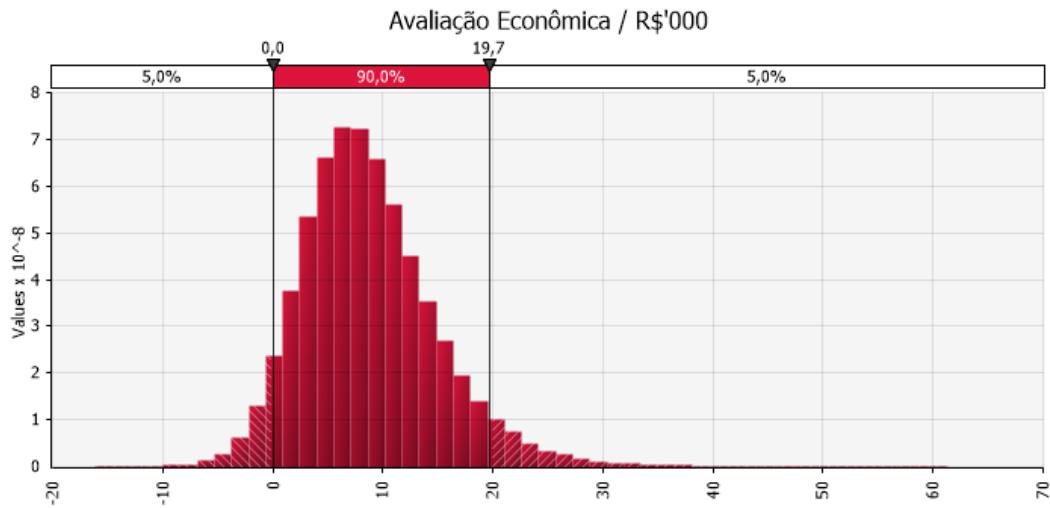


Figura 9-5 – Distribuição amostral de probabilidades para o B/C

Fonte: Consórcio Engecorps-Ceres

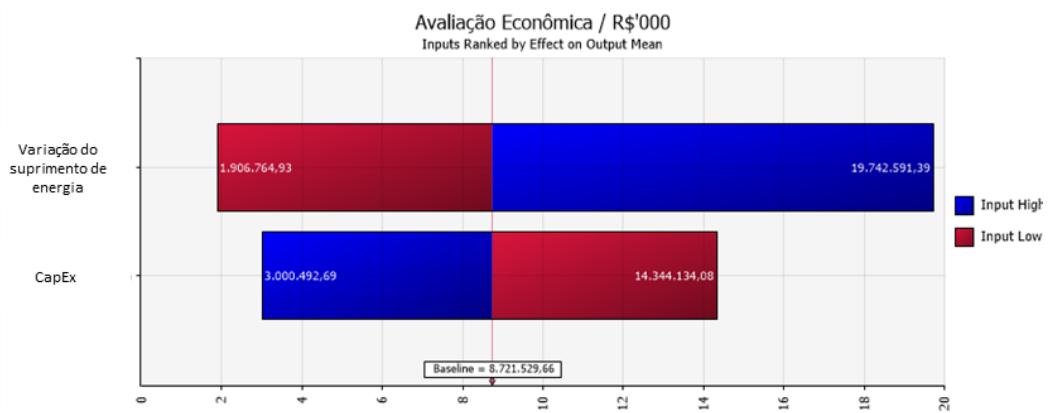


Figura 9-6 – Variáveis de maior impacto na variabilidade do B/C

Fonte: Consórcio Engecorps-Ceres



Análise custo-benefício de projetos de infraestrutura de energia e recursos hídricos

PRODUTO 06 - Relatório de estudo de caso sobre aplicação da ACB Energia – UHE

Jatobá

Estudo de Caso ACB Energia UHE Jatobá



De acordo com esses resultados, a taxa TRE se demonstra superior à taxa de desconto de 8,50% com 95,7% de probabilidade, considerando as amostras e probabilidades de mercado. A mediana amostral da TRE apurada nas simulações é de 15,44%, ou seja, considerando os as premissas em seus maiores pontos de probabilidade, a avaliação se demonstrou viável para a taxa de desconto de 8,50%.

Com relação ao VSPL, a partir das simulações realizadas é possível indicar que os valores mais prováveis desse resultado (percentis 25% e 75%) se encontra entre R\$ 4,6 bilhões e R\$ 12,2 bilhões.

A variabilidade dos resultados apurados ocorre mais fortemente em função do potencial de geração do projeto do que em comparação com o investimento de implantação e manutenção do mesmo, para o caso do VSPL. Por sua vez, para a TRE a constatação é exatamente a oposta.

No caso a distribuição de probabilidades da TRE parece distorcida por incidência de eventos de baixa probabilidade, mas de alto retorno, refletindo cenários de investimento mais competitivos e potenciais de geração mais elevados. A distribuição do VSPL apresentou comportamento mais adequado, portanto é recomendável sua utilização para as interpretações quanto aos componentes principais de variabilidade sendo eles, portanto, a potencial de geração em primeiro lugar e os investimentos em segundo lugar.



10. ANÁLISE DISTRIBUTIVA

Como abordado no Manual, a ACB é uma metodologia agregativa (ou seja, seu resultado é fruto da somatória dos benefícios e custos), logo a distribuição destes entre beneficiários não é claramente expressa pelos indicadores de viabilidade do projeto.

Para a realização da análise distributiva usa-se da seguinte formulação de distribuição dos benefícios e custos:

Considerando essa formulação, as contas do fluxo de caixa foram distribuídas entre os stakeholders do projeto. Assim, faz-se necessário estimar o valor financeiro do projeto e identificar os stakeholders.

■ Identificação de beneficiários

Identificou-se seis stakeholders principais para o empreendimento:

- Projeto (empreendedor): agente responsável pela implantação do projeto;
- Usuário: quem irá utilizar a energia gerada;
- Mão de Obra não qualificada
- Mão de Obra qualificada
- Demais agentes da economia: fornecedores e demais envolvidos no processo de implantação e operação;
- Comunidade Local: população próxima a usina, afetada por externalidades;
- Comunidade indígena
- Sociedade: afetados por externalidade de impacto amplo, como emissão de gases poluentes;
- Companhia de T/D

■ Análise Distributiva

A seguir será apresentada a análise distributiva da ACB consolidada – a distribuição completa está disponível no arquivo digital. Ressalta-se que para o stakeholder “projeto” os valores atribuídos a ele são exatamente os valores financeiros, sendo o “excedente” redistribuído entre os outros atores da sociedade.



Quadro 10-1 – Análise Distributiva (R\$'000)

	Valor Financeiro	Valor Econômico	Usuário	Demais da comunidade / sociedade	Operador / Concessionário	Distribuidora	Outros (a definir) (...)	Governo / Poder Concedente	Fator de Conversão Médio	Total
CENÁRIO CONTRAFACTUAL		2.374.572	14.631.885	5.686.122	13.467.111	(15.058.927)	-	(1.292.692)	1,000	17.433.499
<u>BASE</u>		<u>2.374.572</u>	<u>14.631.885</u>	<u>5.686.122</u>	<u>13.467.111</u>	<u>(15.058.927)</u>	=	<u>(1.292.692)</u>	1,000	<u>17.433.499</u>
Receita Tarifária Paga pelo Consumidor CC		(15.058.927)	15.058.927			(15.058.927)			1,000	-
Excedente do Consumidor CC		(427.042)	(427.042)						1,000	(427.042)
OPEX - CENÁRIO CONTRAFACTUAL		7.430.422			7.430.422				1,000	7.430.422
ENCARGOS - CENÁRIO CONTRAFACTUAL		744.136			744.136				1,000	744.136
CAPEX - CENÁRIO CONTRAFACTUAL		3.999.862			3.999.862				1,000	3.999.862
TRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO - CENÁRIO CONTRAFACTUAL		-			-				1,000	-
EXTERNALIDADES - CENÁRIO CONTRAFACTUAL		1.800.629		1.800.629					1,000	1.800.629
VALOR RESIDUAL - CENÁRIO CONTRAFACTUAL		-			-				1,000	-
Externalidade da Emissão do Carbono		3.885.492		3.885.492					1,000	3.885.492
Tributos e Obrigações		1.292.692			1.292.692			(1.292.692)	1,000	-
BENEFÍCIO BRUTO	7.379.692	15.485.969	(14.631.885)	-	-	15.058.927	-	-	1,000	427.042
Receita Tarifária Paga pelo Consumidor (Projeto)	7.379.692	15.058.927	(15.058.927)			15.058.927			1,000	-
Excedente do Consumidor (Projeto)		427.042	427.042						1,000	427.042
CUSTOS TOTAIS	(11.370.636)	(9.066.098)	-	-	(12.053.258)	-	-	682.621	0,797	(9.066.098)
<u>OPEX</u>	<u>(108.320)</u>	<u>(95.620)</u>	=	=	<u>(108.320)</u>	=	=	=	0,883	<u>(95.620)</u>
<u>ENCARGOS</u>	<u>(1.156.560)</u>	<u>(1.156.560)</u>	=	=	<u>(1.156.560)</u>	=	=	=	1,000	<u>(1.156.560)</u>

PRODUTO 06 - Relatório de estudo de caso sobre aplicação da ACB Energia – UHE Jatobá
Estudo de Caso ACB Energia UHE Jatobá

	Valor Financeiro	Valor Econômico	Usuário	Demais da comunidade / sociedade	Operador / Concessionário	Distribuidora	Outros (a definir) (...)	Governo / Poder Concedente	Fator de Conversão Médio	Total
<u>CAPEX</u>	(9.984.081)	(7.699.926)	-	-	(9.984.081)	-	-	-	0,771	(7.699.926)
<u>TRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO</u>	(121.677)	(113.993)	-	-	(121.677)	-	-	-	0,937	(113.993)
<u>Tributos e Obrigações</u>	(682.621)	-	-	-	(682.621)	-	-	<u>682.621</u>	1,000	-
<u>EXTERNALIDADES</u>		(2.795.650)	-	(2.795.650)		-	-	-	1,000	(2.795.650)
VALOR RESIDUAL	438.220	355.175			438.220				0,810	355.175
BENEFÍCIO LÍQUIDO	(3.552.724)	6.353.967	-	2.890.472	1.852.074	-	-	(610.071)		6.353.967

Fonte: Consórcio Engecorps-Ceres



Nota-se que, os mais beneficiados são os Operadores/Concessionários e os demais agentes da comunidade/sociedade. Porque os custos de se produzir a mesma energia gerada são reduzidos no cenário do Projeto (Alternativo), em relação ao Contrafactual (Base), especialmente pelo Capex e Opex. Ou seja, menor gasto para a venda de energia no mercado. No entanto, se essa receita financeira não foi suficiente para viabilidade financeira do negócio e sim, somente econômica. Em relação à sociedade, como se evitam grande volume de emissões das térmicas a carvão, ainda que o projeto possua diversas externalidades, o saldo gerado é positivo. Por outro lado, os custos superaram os benefícios para o Governo, pois há perda de impostos indiretos na execução do Projeto.

É necessário destacar que, sob o ponto de vista do Operador/Concessionário, a implantação do projeto só ocorrerá se a mesma se demonstrar financeiramente viável, o que não ocorreu neste estudo de caso da UHE Jatobá, ou seja, algum direcionamento deveria ser dado, em função dos ganhos socioeconômicos previstos, provavelmente via orçamento público/contribuinte ou até mesmo via aumento de tarifa aos usuários, porque do contrário, seriam implantadas as térmicas, ainda menos rentáveis. Outras alternativas de fontes de geração também podem ser analisadas como refletido neste estudo.

No entanto, a análise distributiva permite algumas reflexões previstas entre ganhadores e perdedores. Os usuários podem se beneficiar, principalmente, pelos ganhos entre custos econômicos da implantação da UHE Jatobá diante de uma Termoelétrica sugerida no cenário contrafactual. Esse ganho se materializaria em custo evitado via aumento futuro de tarifa, ou seja, custos mais caros, implicam ajustes de equilíbrio aos usuários. Outra parcela relevante de ganho, como mencionado, se encontra nos demais agentes da sociedade, especialmente nos ganhos de oportunidade de Capex e Opex e os efeitos previstos de geração de emprego .

Seria possível justificar aumento tarifário, de forma a evitar elevações ainda maiores. Desse segundo modo, poderia ser necessária a consideração de subsídio ou então a aplicação de modalidade de Parceria Público Privado com decorrente recebimento de contraprestação, para possibilitar sua implantação. Alternativamente a implantação poderia ser realizada pelo próprio poder concedente, via obra pública e a operação poderia ser objeto de processo licitatório aberto ao mercado, como projeto estruturante. Para a proposição de PPP ou outra fonte de financiamento, é sugerida a revisão da análise distributiva para avaliação dos impactos subjacentes.



11. ANÁLISE COMPARATIVA

Nesta seção, serão comparados os resultados encontrados para o projeto da UHE Jatobá em relação às alternativas propostas na seção 2.5. Em primeiro lugar, serão destacadas as externalidades mapeadas para cada uma dessas alternativas. Cabe ressaltar, entretanto, que, por se tratar de projetos fictícios, sem estudos de viabilidade técnica, impacto ambiental e projetos de engenharia, foram calculadas apenas as externalidades parametrizadas no Manual setorial, enquanto as demais, tratadas de forma qualitativa no outro documento, não foram incluídas

Os custos de implantação e operação de cada uma das usinas, por sua vez, foram baseados nos valores e composições já apresentados no Manual, não cabendo a este documento detalhar tal análise.

A seguir, portanto, serão expostas as externalidades monetizadas nas outras fontes energéticas alternativas ao projeto da UHE Jatobá, para, enfim, serem apresentados os principais indicadores e conclusões do estudo de caso.

11.1 EXTERNALIDADES MAPEADAS

Empreendimentos renováveis têm o benefício da CDE (Conta de Desenvolvimento Energético), que se trata de um subsídio sobre a tarifa de T&D, já os empreendimentos não subsidiados arcaram com a tarifa completa de transporte. O custo relativo a esse subsídio poderia ser considerado uma externalidade gerada por esses investimentos renováveis, contudo, ao analisar o projeto vencedor sobre a ótica ACB é necessário incluir o custo completo para todos os empreendimentos, visto que as questões ambientais já estão sendo consideradas, quando se engloba, por exemplo, a emissão de CO₂.

O subsídio está previsto a se encerrar. Atualmente, para ser aplicado desconto de 50% sobre a TUST/TUSD no empreendimento, é necessário que sua outorga ocorra até 28/02/2022, conforme Art. 4º da Lei Nº 14.120, DE 1º de março de 2021.

11.1.1 Usina Eólica Onshore

Para alternativa da usina eólica proposta, foi monetizada apenas a possível inibição no turismo causada pela instalação do projeto. É certo, entretanto, que existem outras externalidades que afetam o projeto, além de outros vários indicadores expostos qualitativamente no estudo ambiental do projeto. Esse indicador foi escolhido pois sua estimativa poderia ser feita de maneira plausível, sem incorrer em dupla contagem, e sem necessidade de dados técnicos detalhados da usina.

Quadro 11-1 - Externalidades Mapeadas e Quantificadas para uma Usina Eólica Onshore

Externalidade	Descrição	Custo R\$'000
Inibição do turismo	Pela planta eólica localizar-se no Nordeste brasileiro, região de alta movimentação turística, e as plantas eólicas atrapalharem a paisagem, entende-se que a instalação de usina gera uma inibição do crescimento do turismo da região da planta em curto prazo.	20.969/ano



Emissão de GEE	A operação da usina eólica emite GEE, que devem ser monetizados.	6.983,65/ano
Custo de Intermitência	Custo associado a intermitência da geração de energia de fontes eólicas.	226.800/ano

Fonte: Consórcio Engecorps - Ceres

■ Inibição no Turismo

Para calcular qual seria a inibição de turismo, procurou-se comparar a evolução do turismo ao longo dos anos entre cidades que tiveram plantas energéticas eólicas instaladas e cidades que não tiveram. Para isso, foram coletados dados sobre evolução do número de hospedagens nas cidades entre 2011 e 2016. Também foram coletados os dados sobre instalação de plantas entre os anos de 2011 e 2016.

Posteriormente, foi comparado o crescimento em número de hospedagens entre cidades que estavam a um raio máximo de 70km de distância da cidade na qual havia uma ou mais plantas eólicas instaladas. Dadas variações nos resultados, foram utilizadas o efeito na inibição do turismo, encontrando uma inibição de 18.67% nos 5 anos posteriores à implementação da usina.

Posteriormente, relaciona-se o efeito de inibição encontrado com o faturamento per capta do turismo na região Nordeste, encontrando um valor anual referente ao turismo inibido pela implantação da usina eólica igual a R\$20.969 mil. O quadro abaixo indica as premissas utilizadas para estimativa da externalidade:

Quadro 11-2 – Inibição no turismo causada pela implantação da usina

Valor	Métrica	Fonte
R\$ 238,60	bilhões movimentados no turismo (2019)	CNC (2019)
27.80%	Recepção de turistas no Nordeste / recepção de turistas no Brasil	Boletim do Turismo Doméstico Brasileiro (2019)
R\$ 66.33	bilhões movimentados no turismo no Nordeste	
53.081.950	número de habitantes do Nordeste	IBGE
R\$ 0,0012	milhões movimentados no turismo nordestino/ habitantes	
128.907	Mediana de habitantes nas cidades nordestinas	
R\$ 104.845,39	inibição total em cinco anos, em mil reais	
R\$20.969	Inibição anual do turismo, em mil reais	

Fonte: Consórcio Engecorps-Ceres

■ Emissão de GEE

A monetização da emissão de gases estufa (GEE) foi feita conforme desenvolvido no Manual Setorial de Energia, que pode ser consultado para maiores detalhes das premissas e métodos de cálculo. O quadro abaixo apresenta, de forma resumida, as premissas e resultados encontrados para a emissão de gases estufa da usina eólica simulada:

Quadro 11-3 - Emissão de GEE - Eólica

Preço social do carbono USD/ Ton	11,18
Dólar	5,15

R\$/Ton	57,57
Fator de Emissão (gCO ₂ eq/kWh) ³⁸	16
Energia gerada antes de perdas (MWh)	7.581.687,83
Emissão anual (t)	12,13
Custo anual de emissão (R\$'000)	6.983,65

Fonte: Consórcio Engecorps-Ceres

■ Custo da Intermitência

Por fim, como custo adicional relacionado a instalação de uma usina eólica, dado o seu perfil de geração de energia, foi necessário monetizar o custo associado à intermitência. A metodologia proposta para estimar o valor monetário da intermitência é apresentado com detalhes no Manual Setorial de Energia, e, portanto, serão apresentadas apenas as premissas e resultados obtidos para a usina eólica simulada.

Utilizou-se, como custo variável unitário para a térmica acionada, a média do parque nacional, sendo feito o mesmo para o fator de conversão associado a ele. Assim, partindo das premissas indicadas no Quadro 11-4, encontra-se um custo de intermitência de R\$226.800 mil por ano.

Quadro 11-4 - Custo da Intermitência - Eólica

	Dados
Capacidade instalada	2.013
Subsistema	Nordeste
% Reserva de Potência Operativa	6,00%
Tipo de Térmica acionada	Média Nacional ³⁹
CVU Financeiro	359,74
Fator de Conversão	0,99
CVU Econômico (s/carbono) (R\$/MWh)	355,94
Valor Econômico do Carbono (R\$/MWh)	35,85
% CVU	130%
CVU Econômico Ponderado (R\$/MWh)	498,57
Fator de Capacidade	43%
Custo da Intermitência (R\$'000/ano)	226.800

Fonte: Consórcio Engecorps-Ceres

11.1.2 Termelétrica a Gás Natural

As principais externalidades relacionadas à implantação de uma termelétrica a gás natural são relativas à queima do combustível utilizado para geração. Nesta análise, portanto, foram consideradas apenas a emissão de gases estufa (GEE) e poluentes (NOx), além da perda de água resultante da evaporação. Novamente, cabe a ressaltar que existem outras

³⁸ MIRANDA, Mariana Maia de. Fator de emissão de gases de efeito estufa da geração de energia elétrica no Brasil: implicações da aplicação da Avaliação do Ciclo de Vida. 2012. Tese de Doutorado. Universidade de São Paulo



externalidades existentes em usinas termelétricas de gás natural, que, dada a impossibilidade de cálculo sem dados específicos do projeto, não foram calculados.

Quadro 11-5 - Externalidades monetizadas - Usina Termelétrica a à Gás Natural

Externalidade	Descrição	Custo R\$'000
Emissão de GEE	A operação da termelétrica emite GEE, que devem ser monetizados.	R\$ 215.754,17
Emissão de gases poluentes	A operação da termelétrica emite gases poluentes, principalmente NOx, que devem ser monetizados.	R\$ 90.399,20
Perda de água	A operação da termelétrica precisa de água para resfriar suas torres, e parte dessa água é perdida nesse processo.	R\$ 303,00

Fonte: Consórcio Engecorps-Ceres

■ Emissão de GEE

A emissão de GEE foi monetizada utilizando o passo-a-passo descrito no Manual ACB Setorial Energia. Dessa maneira, para mais detalhes da metodologia, consultar o manual. O quadro abaixo descreve a aplicação da metodologia em termos práticos do projeto em questão:

Quadro 11-6 - Estimativa do valor da emissão de GEE – UTE GN

Preço social do carbono USD/ Ton	11,18
Dólar	5,15
R\$/Ton	57,58
Fator de Emissão (gCO ₂ eq/kWh) ⁴⁰	519,3
Energia gerada antes de perdas (MWh)	7.214.293,27
Emissão anual (t)	3.746,38
Valor total (R\$'000)	215.754,17

Fonte: Consórcio Engecorps-Ceres

■ Emissão de Gases Poluentes

Os gases poluentes foram monetizados utilizando o passo-a-passo descrito no Manual ACB Setorial Energia. Dessa maneira, para mais detalhes da metodologia, consultar o manual. O quadro abaixo descreve a aplicação da metodologia em termos práticos do projeto em questão:

Quadro 11-7 - Estimativa do valor da emissão de Nox – UTE GN

Métricas	Valores
Energia gerada (MWh)	7.214.293,27
Fator de emissão (t/MWh)	0,000296
Emissão ⁴¹	2.135,43

⁴⁰ MIRANDA, Mariana Maia de. Fator de emissão de gases de efeito estufa da geração de energia elétrica no Brasil: implicações da aplicação da Avaliação do Ciclo de Vida. 2012. Tese de Doutorado. Universidade de São Paulo

⁴¹ IEMA (2016)



Custo da tonelada (US\$-2007) ⁴²	6,385
Custo da tonelada (US\$-2020)	8,22
Dólar ⁴³	5,15
Custo total (R\$/ano)	90.399,20

Fonte: Consórcio Engecorps-Ceres

■ Perda de água

A perda de água da usina térmica a gás natural foi calculada com base nos dados descritos no Manual ACB Setorial de Energia, sendo os valores encontrados para a usina simulada apresentados abaixo:

Quadro 11-8 - Estimativa do valor da perda de água – UTE GN

Premissas	Valores	Fontes
Água perdida m ³ /MWh	0,7	IEMA (2016)
Energia gerada antes de perdas (MWh)	7.214.293,27	
Água perdida no ano (m ³)	5.050.005,29	
Custo de evaporação (R\$)	0,06	Custo da água de irrigação (2020)
Custo total (R\$/ano)	303.000,31	

Fonte: Consórcio Engecorps-Ceres

⁴² Governo Britânico (2021) <https://www.gov.uk/government/publications/assess-the-impact-of-air-quality/air-quality-appraisal-damage-cost-guidance#annex-a-%20updated-2019-damage-costs> acesso em 10/05/2021

⁴³ Média das cotações de fechamento do ano de 2020.

11.1.3 Usina Fotovoltaica

Para a usina fotovoltaica alternativa, foi monetizada apenas a emissão de GEE, de acordo com a metodologia descrita no Manual ACB Setorial Energia. Ressalta-se, novamente, a possibilidade de existir outras externalidades, que, dada as limitações do caso hipotético, não podem ser mensuradas. O quadro abaixo descreve a aplicação da metodologia em termos práticos do projeto em questão:

Quadro 11-9 - Emissão de GEE - UFV

Preço social do carbono USD/ Ton	11,18
Dólar	5,15
R\$/Ton	57,57
Fator de Emissão (gCO ₂ eq/kWh) ⁴⁴	16
Energia gerada antes de perdas (MWh)	7.581.687,83
Emissão anual (t)	12,13
Custo anual de emissão (R\$'000)	6.983,65

Fonte: Consórcio Engecorps-Ceres

Assim como tratado para o parque eólico proposto, a geração fotovoltaica possui perfil intermitente, sendo necessário atribuir custos relativos a esse efeito. No entanto, não existem referências que forneçam insumos para o cálculo desse custo para fontes solares. Dessa forma, apesar de essencial, o custo de intermitência não foi incluído para o parque fotovoltaico, o que deve influenciar os resultados, indicando benefícios líquidos superiores aos reais.

11.2 COMPARAÇÃO DOS RESULTADOS

Nesta seção, serão apresentados os resultados comparativos entre a UHE Jatobá e as alternativas propostas.

A comparação entre os resultados obtidos na análise da UHE Jatobá e das demais alternativas propostas mostra que, mesmo com resultados econômicos positivos, a hidrelétrica apresenta custo de implementação maior que as usinas eólicas e solar, e menor que a térmica a gás natural. No entanto, todas as alternativas se mostraram economicamente viáveis. Os resultados encontrados indicam, portanto, que dentre os 4 projetos analisados, a usina fotovoltaica simulada é a que apresenta maior Valor Social Presente Líquido, seguida da usina eólica, hidrelétrica e térmica a gás natural.

Além disso, analisando os demais indicadores, é possível indicar a ordem de preferência dos projetos com base no maior VSPL, sendo preferível, em situação de restrição orçamentária, a implantação da usina eólica fotovoltaica. Nota-se, que, uma vez que optou-se por um cenário contrafactual pouco viável, com externalidades significativas e

⁴⁴ MIRANDA, Mariana Maia de. Fator de emissão de gases de efeito estufa da geração de energia elétrica no Brasil: implicações da aplicação da Avaliação do Ciclo de Vida. 2012. Tese de Doutorado. Universidade de São Paulo



custos de implantação e operação elevados, todas as fontes foram viabilizadas frente ao cenário, apresentando TRE mui elevada para a maioria dos casos.

O quadro a seguir apresenta os principais indicadores avaliados:

Quadro 11-10 - Comparaçāo dos indicadores da ACB

Projeto	VPSL	TRE	Valor Anualizado	Índice B/C
UHE Jatobá	6.353.967	13,94%	591.240	1,54
Fotovoltaica	10.879.286	N/D	1.012.324	2,69
Térmica a Gás Natural	3.674.644	145,11%	341.928	1,27
Eólica Onshore	9.754.481	384,23%	907.660	2,29

Fonte: Elaboração Consórcio Engecorps-Ceres

Assim, é necessário analisar as variáveis críticas de cada uma das alternativas, a fim de identificar riscos e possíveis críticas ao modelo proposto. Foram analisadas, como forma de comparação, as variáveis determinadas sensíveis para a UHE Jatobá, ou seja, analisou-se a variação do VSPL frente a variações do CapEx de referência e do fator de capacidade de cada uma das usinas.

Nota-se, portanto, o princípio, que apenas a UHE Jatobá possui o CapEx como variável sensível, já que, para as demais, a variação de um ponto percentual no CapEx de referência acarreta em uma variação de menor módulo no VSPL. Tal ocorrência, entretanto, é esperada, visto que hidrelétricas normalmente possuem dispêndio de capital maior para sua implantação.

Quadro 11-11 - Análise de sensibilidade do CapEx de referência

	UHE Jatobá	Eólica	Fotovoltaica	Gás Natural
(20%)	8.304.160	10.580.855	11.807.111	4.058.788
(10%)	7.329.064	10.167.668	11.343.198	3.866.716
(5%)	6.841.516	9.961.074	11.111.242	3.770.680
0%	6.353.967	9.754.481	10.879.286	3.674.644
5%	5.866.419	9.547.887	10.647.330	3.578.608
10%	5.378.871	9.341.294	10.415.374	3.482.572
20%	4.403.775	8.928.106	9.951.461	3.290.500

Fonte: Elaboração Consórcio Engecorps-Ceres

Já para o fator de capacidade das usinas, é possível notar que todas as alternativas são sensíveis ao parâmetro. Assim, fontes com menor previsibilidade de geração, como hidrelétrica, eólica e solar, possuem maior risco de apresentarem resultado real diferente do simulado, uma vez que o fator de capacidade depende de fatores exógenos.

Quadro 11-12 - Análise de sensibilidade do fator de capacidade

	UHE Jatobá	Eólica	Fotovoltaica	Gás Natural
(20%)	3.155.215	6.662.950	7.787.755	867.962
(10%)	4.754.591	8.208.715	9.333.520	2.271.303
(5%)	5.554.279	8.981.598	10.106.403	2.972.973
0%	6.353.967	9.754.481	10.879.286	3.674.644
5%	7.153.656	10.527.363	11.652.169	4.376.314
10%	7.953.344	11.300.246	12.425.052	5.077.985
20%	9.552.720	12.846.012	13.970.817	6.481.326

Fonte: Elaboração Consórcio Engecorps-Ceres



Considerando todas as análises realizadas neste estudo de caso, ou seja, indicadores da ACB, análise de risco probabilístico, análise distributiva e comparativo com fontes alternativas de energia elétrica, foi composta a tabela a seguir, contemplando o resumo de resultados e interpretações.

Quadro 11-13 – Quadro resumo de indicadores

Análise	Indicador	Comentário
<u>Análise de Custo - Benefício</u>		
Análise de Viabilidade	VSPL = R\$ 6.353 MM, TER = 13,94%	Indica ganho do projeto sobre a Térmica a Carvão
Análise Quantitativa de Risco	95,7% de TER > 8,5%	Elevada chance de obtenção de sucesso do Projeto sobre a Térmica a Carvão
<u>ACB Comparativa – fontes alternativas de energia</u>		
Fotovoltaico	VSPL = R\$ 10.879 MM	Indica que outros projetos: Fotovoltaico, Eólico e GN podem ser melhores, em termos comparativos. O déficit é proibitivo, mas a térmica a carvão deve ser evitada em contraponto a outras fontes, conforme analisado
Eólico	VSPL = R\$ 9.754 MM	
Termelétrica GN	VSPL = R\$ 3.675 MM	

Fonte: Elaboração Consórcio Engecorps-Ceres



11.3 PONTOS DE MELHORIA

A análise das alternativas em uma Análise Custo Benefício deve ser feita com projetos de viabilidade técnica comprovada. No entanto, por se tratar de uma análise preliminar, foram utilizados projetos fictícios, sem projetos de engenharia definidos e estudos de impacto ambiental realizados. Assim, os resultados encontrados para as alternativas devem ser analisados de forma crítica, considerando-se as limitações impostas pela ausência de dados específicos, principalmente quanto as externalidades mensuradas.

Além disso, os valores de referência do CapEx e do OpEx, apesar de estimados com base em projetos reais pela EPE, podem sofrer variações de acordo com características individuais do empreendimento, como a localização, facilidade de acesso ou variações cambiais que impactem o preço dos equipamentos.

No que se relaciona às externalidades elencadas, conforme evidenciado no Manual ACB Setorial de Energia, apenas algumas delas podem ser parametrizadas, devendo as demais ser analisadas de forma qualitativa ou, quando possível, mensuradas a partir dos estudos de impacto ambiental. Dessa forma, os resultados obtidos para os projetos alternativos são, provavelmente, mais positivos que em uma situação real, uma vez que outras externalidades com impacto significativo no resultado econômico seriam consideradas. As fontes eólicas e solar, por exemplo, possuem diversas externalidades atreladas à área do parque analisado, que, por ausência de dados, não foram consideradas. Além disso, uma vez que foi possível acessar estudos de impacto ambiental da UHE Jatobá, a maioria das externalidades existentes para uma UHE foi mensurada, o que fez com que, de forma comparativa, o benefício do projeto fosse menor que das alternativas.

Além das limitações impostas pela ausência de dados, existem, também, limitações tecnológicas que foram desconsideradas nessa análise. De forma geral, poucas fontes de energia são capazes de gerar o mesmo montante de energia que o esperado pela UHE Jatobá, principalmente levando em consideração restrições ambientais. Assim, a viabilidade técnica, em análises futuras, deve ser considerada, uma vez que as tecnologias escolhidas como alternativa, provavelmente, não seriam capazes, em uma única planta, de gerar energia semelhante à UHE Jatobá. Outra alternativa seria a simulação de diversos projetos de menor porte, com energia gerada, somada, semelhante à da UHE Jatobá. Além disso, os valores de referência do CapEx e do OpEx, apesar de estimados com base em projetos reais pela EPE, podem sofrer variações, como mencionado, de acordo com características individuais do empreendimento.

12. CHECKLIST PARA ELABORAÇÃO

O roteiro a seguir foi utilizado como parâmetro e encerra o Estudo de Caso. Foi pensado como sugestão de agenda de verificação tanto para o proponente do projeto, responsável por preparar a documentação da proposta, quanto por parte do examinador do projeto, envolvido na revisão independente e no parecer sobre a qualidade da ACB. (Guia Geral 2021).

Quadro 12-1 – Checklist para Elaboração

Parâmetros	Perguntas a serem respondidas
Definição de objetivos	O projeto possui objetivos claramente definidos, oriundos de uma avaliação de necessidades? O projeto é relevante à luz das necessidades energéticas futuras? Os objetivos do projeto são quantitativamente identificados por meio de indicadores e metas? O projeto é coerente com os objetivos dos programas de governo e do Plano Integrado de Longo Prazo da Infraestrutura? O projeto é coerente com as estratégias e prioridades nacionais e regionais, conforme definido em planos setoriais ou de desenvolvimento? É possível mensurar o grau de alcance dos objetivos, bem como sua relação, se houver, com as metas dos programas de governo indicadas?
Identificação do projeto	O projeto constitui uma unidade autossuficiente de análise, claramente identificada? As possíveis combinações de componentes autônomos do projeto foram analisadas separadamente? Foi analisada a capacidade técnica, financeira e institucional do órgão proponente do projeto? A área de impacto direto e indireto foi identificada adequadamente? Foram identificados e estimados os beneficiários finais do projeto? Se o projeto for implementado como parceria, houve descrição adequada do modelo de parceria? Foram precisamente identificados os parceiros público e privado? Foram consideradas todas as partes potencialmente afetadas?
Dados de entrada	Foi analisada a demanda atual e futura por energia? Foram feitas projeções para a demanda futura pelo serviço? Os métodos e as premissas para a projeção de demanda são apropriados? A documentação do projeto contém evidência suficiente de sua factibilidade do ponto de vista técnico? O proponente demonstrou que alternativas factíveis para o projeto foram adequadamente consideradas? Os critérios utilizados para selecionar a alternativa ótima são adequados para o tipo de projeto? Foram incluídos os custos referentes a ações de correção de impactos ambientais negativos no fluxo de caixa considerado na ACB? O design técnico é apropriado ao alcance dos objetivos? A utilização da capacidade está alinhada com a expectativa de demanda? As estimativas de custo do projeto (investimento e O&M) foram devidamente explicadas e suficientemente desagregadas para permitir a sua avaliação?
Análise socioeconômica	Na presença de distorções relevantes de mercado, foram utilizados preços sociais para refletir o custo social de oportunidade dos recursos utilizados? Foram aplicados os Fatores de Conversão apropriados aos itens menos significantes de insumos não comercializáveis?



Parâmetros	Perguntas a serem respondidas
	<p>No caso de itens significativos comercializáveis, foi aplicado o fator de conversão da taxa cambial (FCTC)?</p> <p>Foi utilizado um preço sombra da mão de obra (PSMO) adequado para o fator trabalho?</p> <p>Se os fluxos de caixa financeiros apresentarem componentes fiscais, houve correção dos preços de mercado?</p> <p>Foram considerados impactos de não mercado e as externalidades relevantes na avaliação da viabilidade socioeconômica do projeto?</p> <p>Foram considerados efeitos relacionados a mitigação e adaptação à mudança climática?</p> <p>Os valores unitários para a quantificação de benefícios econômicos e externalidades, bem como seu crescimento real com o passar do tempo, foram adequadamente apresentados e explicados?</p> <p>Foram calculados os principais indicadores de viabilidade socioeconômica (VSPL, TRE, B/C) considerando as categorias corretas de custos e benefícios? Existe algum risco de dupla contagem?</p> <p>O valor social presente líquido é positivo? Se não for, existem benefícios não monetizados importantes a serem considerados?</p>
Análise de riscos	<p>Foi realizada uma análise de sensibilidade variável por variável e, preferivelmente, fazendo uso de valores de inflexão?</p> <p>Foi realizada uma análise de cenários?</p> <p>Qual é a estratégia proposta para prevenção e mitigação de riscos?</p> <p>Foi apresentada uma matriz de prevenção de riscos completa?</p> <p>Foram identificadas ações de prevenção e mitigação de riscos?</p> <p>Se o projeto ainda aparentar estar exposto a riscos significativos, foi desenvolvida uma análise probabilística de riscos?</p> <p>Qual a avaliação geral sobre o nível de risco do projeto?</p>
Análise distributiva	<p>Foi realizada uma análise adequada dos efeitos do projeto sobre diferentes grupos de <i>stakeholders</i>?</p> <p>Existem fluxos de recursos entre grupos de <i>stakeholders</i> que motivem alguma consideração especial sobre a forma de implementação do projeto?</p>

Fonte: Guia Geral ACB 2021



13. SIMULAÇÃO DO MODELO DE DECISÃO DE INVESTIMENTOS (MDI)

13.1 CONTEXTUALIZAÇÃO SOBRE O MODELO DE DECISÃO DE INVESTIMENTO (MDI)

Nos tópicos anteriores foram apresentadas análises no âmbito de um projeto selecionado e destacado um comparativo a outras fontes. Diante da ACB realizada pode se sugerir a inclusão dessas medidas junto ao Modelo de Decisão de Investimentos (MDI) no setor elétrico, simulado pela EPE, de forma que as indicações de projetos, em suas diversas fontes, e decisão, possam contemplar aspectos socioeconômicos. No Produto 4, foram destacados alguns ajustes no modelo, nesse sentido, para uma adequação de uma ACB Energia. A seguir são apresentadas as simulações e os resultados encontrados dessas intervenções.

Assim, o objetivo desse texto é demonstrar, por meio de uma simulação no Modelo de Decisão de Investimentos (MDI) com a inserção de indicadores sociais e de externalidades, as mudanças, impactos e resultados realizados com relação ao modelo original de decisão.

13.2 MUDANÇAS PROPOSTAS

As mudanças realizadas para a simulação que foram destacadas no Produto 4 são: adição do custo de emissão de gases de efeito estufa, consideração do Equilíbrio Geral Computável (EGC) para o custo do déficit e os custos de investimento e manutenção e operação de acordo com os fatores de conversão.

■ Custo de emissão de gases de efeito estufa

As informações apresentadas no estudo do IPEA, acerca do preço do carbono para o Brasil apresenta o valor do carbono por tonelada emitida. Para a adequação de valores ao modelo, foram utilizadas as referências mencionadas no Produto 4, para conversão na unidade de R\$/KWh, bem como na unidade R\$/kWano. Esta conversão trata-se de uma proposta para que não haja necessidade de modificações nos códigos-fonte disponibilizados. A seguir estão listados os resultados das pesquisas mencionadas no manual, bem como a memória de cálculo para a conversão na unidade utilizada para inserção no modelo. Inicialmente, utiliza-se, como exemplo, os caso das usinas fotovoltaicas e térmicas a carvão.

Assume-se, conforme verificado em Dantas et al. (2019), o valor de 0,035 kgCo/kWh para fator de emissão de poluentes, indicando-se o resultado do total em R\$/kW.ano de emissões apresentadas sobre as emissões fotovoltaicas. Essa medida de custo foi somada ao custo de O&M no modelo, evitando-se modificações nos códigos-fonte. Para a realização do cálculo verifica-se qual é o custo total das emissões, considerando-se a quantidade de toneladas emitidas por ano de emissão de CO₂. O valor encontrado é dividido pela potência instalada, resultando em USD/MW 361,03 , ajustado em kW, padrão MDI. O último passo é o de converter o valor obtido em dólar para o real, com base nas expectativas e boletins, disponibilizados pelo Banco Central, Na simulação proposta, pela média do período entre 01/01/2021 e 27/04/2021, com o resultado de U\$ 5,51, consequentemente ,multiplicando-o pelo USD/kW, resultando em R\$/kW 1,99.

Quadro 13-1 - Emissão de gases de efeito estufa e geração de eletricidade por fonte no ano de 2010

Tecnologia de geração	Fator de emissão (gCO ₂ eq/kWh)	Geração de eletricidade (GWh/ano)	Emissão anual (tCO ₂ eq/ano)	Participação nas emissões (%)
Hidroeletricidade	86	422.785	36.448.295	61
Eólica	16	1.445	23.337	0,04
Nuclear	14	14.523	214.650	0,4
Termo – CM	1.144	6.124	7.008.061	12
Termo – GN	518	25.284	13.129.981	22
Termo - OC	781	2.088	1.631.020	3
Termo - OD	829	1.127	934.238	2
TOTAL	=	473.376	59.341.776	100

Fonte: Miranda (2012)

Conforme resultado de emissões de carvão mineral, indicados por Miranda (2012), para realização do cálculo divide-se primeiro a geração de eletricidade do ano pela emissão anual de CO₂, encontrando-se o valor de 0,00798 GWh/t. Dado o valor do IPEA de 4,71 USD/t, divide-se esse valor por 0,00087 GWh/t, resultando em 5.389,94 USD/GWh. Ajusta-se o resultado para MWh, conforme MDI. O último passo é de converter o valor obtido em dólar para o real. Para realização desse foi utilizada, da mesma forma, a base de cotações e boletins, disponibilizado pelo Banco Central. Fazendo-se a média do período simulado, entre 01/01/2021 e 27/04/2021, com o resultado de U\$ 5,51, posteriormente multiplicando-o pelo USD/MWh, resultando em 29,68 R\$/MWh. Diferentemente do exemplo de empreendimento fotovoltaico, aqui o resultado foi calculado para MWh, isso porque para fontes térmicas o MDI utiliza o CVU - Custo Variável Unitário, que assim como o estudo apresentado, varia conforme a geração.

Ressaltam-se que os cálculos exemplificados foram para as emissões de uma fonte térmica e uma fonte renovável e que para o preenchimento do modelo, e consequentemente, execução do algoritmo do MDI foi realizado o cálculo de cada uma das fontes, com os valores apresentados como resultados dos estudos de Miranda (2012), Carmo (2013) e Dantas et al. (2019).

■ Custo do Déficit

A metodologia GCPS de cálculo da função de custo de déficit, utilizada pela ANEEL desde 1988, possui diversas limitações que podem causar distorções no real impacto socioeconômico do racionamento de energia. Em suma, a metodologia utiliza da Matriz Insumo-Produto (MIP), que apresenta as relações entre os setores da economia por meio de fluxos de bens e serviços, para analisar o impacto da restrição da oferta de energia nos setores produtivos e encontrar um custo de déficit esperado para os setores.

Para aplicação no MDI, sugere-se a metodologia de cálculo de custo de déficit em patamares de Equilíbrio Geral Computável (EGC), conforme estudo desenvolvido por Guilhoto et al (2010). Diferentemente do método indicado acima, o EGC contabiliza não só a diminuição da renda dos trabalhadores e do lucro das firmas, mas também a redução



do bem-estar dos consumidores, levando-se em consideração as preferências de consumo e respostas das firmas frente ao racionamento. Alterações do valor de R\$ 4.944,89 por MWh são sugeridas para R\$ 10.600,69 por MWh por patamar, como indica o estudo.

■ Fatores de Conversão

Conforme mencionado no manual, Produto 4, a análise financeira avalia a rentabilidade consolidada do projeto e a lucratividade para stakeholders, além da sustentabilidade financeira e análise de sensibilidade, enquanto a análise econômica leva em consideração os ganhos em termos de bem-estar social. Por esse motivo a conversão dos preços de mercado a preço sombra deve ser efetuada.

Recomenda-se que a segregação de custos seja feita com fontes oficiais. Para a presente simulação foram obtidas informações no Caderno da EPE, com os parâmetros de custos, estudos do Programa de Planejamento Energético (PPE) e o estudo preliminar do IPEA – Estimação dos fatores de conversão para o Brasil, que fornece o fator de conversão mais adequado.

Para os valores de operação e manutenção, foram verificadas as demonstrações financeiras de empreendimentos das fontes de energia pertinentes e a segregação para a aplicação dos respectivos fatores de conversão.

Os encargos, não se tratam de uma transferência entre agentes, por esse motivo não foram considerados fatores de conversão para tal categoria.

13.3 RESULTADOS DA SIMULAÇÃO

Os resultados apresentados na simulação consideram os resultados mais atuais do Catálogo de parâmetros socioeconômicos – Preço do carbono para o Brasil e do Catálogo de Parâmetros para Avaliação de Projetos de Investimento em Infraestrutura - Análise Econômica: Estimação Dos Fatores De Conversão Setoriais.

Sendo assim, os resultados apresentados a seguir indicam que a consideração do fator de conversão dentro do modelo é refletida como uma diminuição nos investimentos em R\$ MM, visto que a maioria dos fatores são números menores que 1, necessário para a expansão no horizonte total, aumentando-se, consequentemente, a recomendação por maior potência instalada, quando comparados ao original.

Verifica-se que, com os ajustes sugeridos, as fontes de energia não renováveis são penalizadas, fazendo com que a potência instalada total dessas seja reduzida, comparativamente com o modelo proposto originalmente. Há um acréscimo significativo, principalmente em Biomassa e a eliminação de acréscimo de potência instalada na fonte de carvão, que de acordo com o resultado encontrado nas pesquisas realizadas tem o maior fator de emissão de poluentes entre as fontes de energia avaliadas.


PRODUTO 06 - Relatório de estudo de caso sobre aplicação da ACB Energia – UHE
Jatobá

Estudo de Caso ACB Energia UHE Jatobá

Quadro 13-2 - Resultados MDI com ajustes Propostos e sem a aplicação dos fatores de conversão

Original			Com ajuste e sem fator de conversão			Diferença Total		
Resumo da Expansão do Sistema - Potência Instalada (MW)		Investimento (R\$ MM)	Potência Instalada (MW)		Investimento (R\$ MM)	Potência	Investimento	
Fontes	Total	Total 2029	Total	Total 2026	Total	Total 2029	Total 2026	
Hidro*	4.819	1.674	R\$ 26.652	R\$ 5.883	4.961	1.674	R\$ 27.923	R\$ 6.130
Reversível	-	-	R\$ -	R\$ -	-	-	R\$ -	R\$ -
Baterias	-	-	R\$ -	R\$ -	-	-	R\$ -	R\$ -
PCH - Sudeste	1.654	1.277	R\$ 7.139	R\$ 2.500	1.654	1.277	R\$ 7.400	R\$ 2.591
PCH - Sul	1.646	823	R\$ 7.840	R\$ 3.500	1.646	823	R\$ 8.108	R\$ 3.629
Biomassa	1.650	1.050	R\$ 6.306	R\$ 2.459	4.708	2.708	R\$ 17.077	R\$ 6.318
Eólica - Sul	6.570	4.200	R\$ 31.107	R\$ 13.158	6.600	4.200	R\$ 31.415	R\$ 13.327
Eólica - Nordeste	26.279	16.800	R\$ 124.430	R\$ 52.631	26.400	16.800	R\$ 125.659	R\$ 53.310
Eólica - Offshore	-	-	R\$ -	R\$ -	-	-	R\$ -	R\$ -
Fotovoltaica - Nordeste	8.800	5.600	R\$ 27.048	R\$ 10.272	8.800	5.600	R\$ 27.432	R\$ 10.357
Fotovoltaica - Sudeste	2.200	1.400	R\$ 6.762	R\$ 2.568	2.200	1.400	R\$ 6.858	R\$ 2.589
GNL Sudeste Flexível	7.897	6.304	R\$ 34.813	R\$ 12.448	9.264	6.379	R\$ 36.261	R\$ 11.252
GNL Sudeste Inflex 0.5	-	-	R\$ -	R\$ -	-	-	R\$ -	R\$ -
GNL Sudeste Total Inflex	-	-	R\$ -	R\$ -	-	-	R\$ -	R\$ -
GNL Sul Flexível	3.066	2.988	R\$ 16.049	R\$ 6.690	3.497	3.359	R\$ 17.424	R\$ 6.781
GNL Sul Inflex 0.5	-	-	R\$ -	R\$ -	-	-	R\$ -	R\$ -
GNL Sul Total Inflex	-	-	R\$ -	R\$ -	-	-	R\$ -	R\$ -
GNL Nordeste Flexível	-	-	R\$ -	R\$ -	-	-	R\$ -	R\$ -
GNL Nordeste Flexível - Saz	-	-	R\$ -	R\$ -	-	-	R\$ -	R\$ -
GNL Nordeste Total Inflex	-	-	R\$ -	R\$ -	-	-	R\$ -	R\$ -
GNL Norte Flexível	214	-	R\$ 205	R\$ -	214	-	R\$ 205	R\$ -
GNL Norte Inflex 0.5	-	-	R\$ -	R\$ -	-	-	R\$ -	R\$ -
GN Ciclo Aberto SE	9.000	7.573	R\$ 42.880	R\$ 19.017	9.591	8.364	R\$ 45.445	R\$ 19.649
GN Ciclo Aberto S	2.666	1.892	R\$ 10.603	R\$ 4.281	2.686	1.760	R\$ 10.701	R\$ 4.331
GN Ciclo Aberto NE	1.931	948	R\$ 4.643	R\$ 366	1.919	823	R\$ 4.666	R\$ 341
GN Ciclo Aberto N	2.559	-	R\$ 2.279	R\$ -	2.366	41	R\$ 2.194	R\$ 7
Cavaco de Madeira	1.000	600	R\$ 4.675	R\$ 1.571	1.000	600	R\$ 4.730	R\$ 1.556
Carvão Nacional	553	293	R\$ 2.275	R\$ 105	-	-	R\$ -	R\$ -
Biogás	330	210	R\$ 2.900	R\$ 1.097	330	210	R\$ 2.959	R\$ 1.120
Term Int	6.787	6.787	R\$ 33.191	R\$ 18.510	6.787	6.787	R\$ 33.191	R\$ 18.510
GN Pré-sal	2.671	1.000	R\$ 7.850	R\$ 238	-	-	R\$ -	R\$ -
TOTAL	92.291	61.419	R\$ 399.648	R\$ 157.294	94.624	62.804	R\$ 409.649	R\$ 161.800
							2.332	R\$ 10.000

Fonte: MDI e código fonte usados para o PDE 2029

O MDI em sua função objetivo avalia a somatória entre o custo do investimento e o O&M, considerando uma proxy de custo de operação no último ano de operação do empreendimento na perpetuidade e realiza a valoração a valor presente desses dados, a fim de identificar as propostas de expansão que alinham o objetivo do modelo que é o de mínimo custo.

É possível verificar nos resultados obtidos na primeira simulação, que mesmo não havendo acréscimos em algumas das fontes, entre o modelo original e a simulação realizada, há mudanças nos valores de investimento dessas. Observa-se também que para esta simulação houve uma relação positiva entre a potência acrescida e o investimento realizado, como esperado.

Exemplificando, as linhas de fonte fotovoltaica não possuem diferença entre o acréscimo de potência calculado originalmente e a simulação realizada. Contudo verifica-se que há um total de investimentos de R\$ 480 milhões a mais. O aumento no valor de investimento deve-se a dois fatores principais, sendo o primeiro a inclusão como O&M de 4,72 R\$/kW/ano, referente às emissões de poluentes, bem como pelo cronograma que é proposto pelo modelo. Assim, considerando-se a taxa de desconto, os resultados podem ficar maiores ou menores.

Ressalta-se que o aumento em gás natural flexível, ainda que tenha uma penalidade maior pelas emissões, ocorreu devido ao fato de que esta é uma energia barata da perspectiva do investimento, e pelo MDI ter como metodologia o mínimo custo, energias mais baratas tem incentivo à expansão.


PRODUTO 06 - Relatório de estudo de caso sobre aplicação da ACB Energia – UHE
Jatobá

Estudo de Caso ACB Energia UHE Jatobá

Quadro 13-3 - Resultados MDI com ajustes Propostos e com a aplicação dos fatores de conversão

Original			Com ajuste e com fator de conversão			Diferença Total		
Resumo da Expansão do Sistema - Potência Instalada (MW)		Investimento (R\$ MM)	Potência Instalada (MW)		Investimento (R\$ MM)	Potência	Investimento	
Fontes	Total	Total 2029	Total	Total 2026	Total	Total	Total	
Hidro*	4.819	1.674	R\$ 26.652	R\$ 5.883	4.819	1.534	R\$ 26.262	R\$ 5.202
Reversível	-	-	R\$ -	R\$ -	-	-	R\$ -	R\$ -
Baterias	-	-	R\$ -	R\$ -	-	-	R\$ -	R\$ -
PCH - Sudeste	1.654	1.277	R\$ 7.139	R\$ 2.500	1.654	1.277	R\$ 6.883	R\$ 2.410
PCH - Sul	1.646	823	R\$ 7.840	R\$ 3.500	1.646	823	R\$ 7.618	R\$ 3.452
Biomassa	1.650	1.050	R\$ 6.306	R\$ 2.459	5.500	3.500	R\$ 19.742	R\$ 7.633
Elétrica - Sul	6.570	4.200	R\$ 31.107	R\$ 13.158	6.600	4.200	R\$ 28.710	R\$ 12.180
Elétrica - Nordeste	26.279	16.800	R\$ 124.430	R\$ 52.631	26.400	16.800	R\$ 114.840	R\$ 48.720
Elétrica - Offshore	-	-	R\$ -	R\$ -	-	-	R\$ -	R\$ -
Fotovoltaica - Nordeste	8.800	5.600	R\$ 27.048	R\$ 10.272	8.800	5.600	R\$ 25.493	R\$ 9.625
Fotovoltaica - Sudeste	2.200	1.400	R\$ 6.762	R\$ 2.568	2.200	1.400	R\$ 6.373	R\$ 2.406
GNL Sudeste Flexível	7.897	6.304	R\$ 34.813	R\$ 12.448	9.091	6.083	R\$ 31.047	R\$ 9.551
GNL Sudeste Inflex 0.5	-	-	R\$ -	R\$ -	-	-	R\$ -	R\$ -
GNL Sudeste Total Inflex	-	-	R\$ -	R\$ -	-	-	R\$ -	R\$ -
GNL Sul Flexível	3.066	2.988	R\$ 16.049	R\$ 6.690	3.472	3.388	R\$ 15.167	R\$ 5.778
GNL Sul Inflex 0.5	-	-	R\$ -	R\$ -	-	-	R\$ -	R\$ -
GNL Sul Total Inflex	-	-	R\$ -	R\$ -	-	-	R\$ -	R\$ -
GNL Nordeste Flexível	-	-	R\$ -	R\$ -	-	-	R\$ -	R\$ -
GNL Nordeste Flexível - Saz	-	-	R\$ -	R\$ -	-	-	R\$ -	R\$ -
GNL Nordeste Total Inflex	-	-	R\$ -	R\$ -	-	-	R\$ -	R\$ -
GNL Norte Flexível	214	-	R\$ 205	R\$ 6.690	178	-	R\$ 151	R\$ -
GNL Norte Inflex 0.5	-	-	R\$ -	R\$ -	-	-	R\$ -	R\$ -
GN Ciclo Aberto SE	9.000	7.573	R\$ 42.880	R\$ 19.017	9.959	8.666	R\$ 42.489	R\$ 19.051
GN Ciclo Aberto S	2.666	1.892	R\$ 10.603	R\$ 4.281	2.870	1.875	R\$ 10.046	R\$ 4.387
GN Ciclo Aberto NE	1.931	948	R\$ 4.643	R\$ 3.66	1.943	492	R\$ 4.096	R\$ 219
GN Ciclo Aberto N	2.559	-	R\$ 2.279	R\$ -	2.677	6	R\$ 2.099	R\$ 1
Carvão de Madeira	1.000	600	R\$ 4.675	R\$ 1.571	1.000	600	R\$ 4.384	R\$ 1.383
Carvão Nacional	553	293	R\$ 2.275	R\$ 105	-	-	R\$ -	R\$ -
Biogás	330	210	R\$ 2.900	R\$ 1.097	330	210	R\$ 2.766	R\$ 1.045
Term Int	6.787	6.787	R\$ 33.191	R\$ 18.510	6.787	6.787	R\$ 28.961	R\$ 16.020
GN Pré-sal	2.671	1.000	R\$ 7.850	R\$ 238	-	-	R\$ -	R\$ -
TOTAL	92.291	61.419	R\$ 399.648	R\$ 157.294	95.923	63.241	R\$ 377.128	R\$ 149.063

Fonte: MDI e Código-Fonte usados para o PDE 2029

É possível verificar nos resultados obtidos na segunda simulação, mesmo levando-se em consideração os fatores de conversão aplicáveis, comportamento similar à primeira.

Adicionalmente, apesar de haver diferenças nas potências propostas, há variações não proporcionais às penalidades inseridas nos modelos ou aos fatores de conversão usados.

A razão dessa variação é, principalmente o cronograma proposto no modelo, que é analisado a valor presente. A seguir, como exemplo estão os cronogramas propostos de energia hidráulica.

Quadro 13-4 - Cronograma Original

Fontes	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	Total
Hidro*	-	-	-	-	-	257	487	930	-	1.116	2.029	-	-	4.819

Fonte: MDI e Código-Fonte usados para o PDE 2029

Quadro 13-5 - Cronograma com ajustes e sem fatores de conversão

Fontes	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	Total
Hidro*	-	-	-	-	-	344	400	930	-	1.116	2.029	142	-	4.961

Fonte: MDI e Código-Fonte do PDE 2029, com modificações para refletir mudanças propostas

Quadro 13-6 - Cronograma com ajustes e com fatores de conversão

Fontes	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	Total
Hidro*	-	-	-	-	-	118	626	790	-	1.256	2.029	-	-	4.819

Fonte: MDI e Código-Fonte do PDE 2029, com modificações para refletir mudanças propostas



Análise custo-benefício de projetos de infraestrutura de energia e recursos hídricos

PRODUTO 06 - Relatório de estudo de caso sobre aplicação da ACB Energia – UHE

Jatobá

Estudo de Caso ACB Energia UHE Jatobá



Conforme já mencionado, os valores dos fatores de conversão são menores que 1, reduzindo-se, portanto, os valores dos investimentos, considerando-se que há empreendimentos térmicos que, ainda que tenham uma penalidade alta em emissões, são suficientemente baratos para serem considerados na lógica de mínimo custo e atendimento à demanda do MDI.

Verifica-se que as mudanças realizadas nos valores de custo de déficit não influenciam nas decisões da simulação, indicando que não há insuficiência estrutural da oferta de energia elétrica, para o período simulado.

14. ANEXO 1 – ANÁLISE DE COMPOSIÇÃO DA MÃO DE OBRA NO CAPEX

Conforme abordado no corpo do texto, foi necessário, a fim de aplicar os fatores de conversão adequados, detalhar os custos com mão de obra presentes no CapEx. Para isso, utilizou-se da planilha de Composição dos custos SISORH, que permite identificar, dentro de cada atividade de construção, a mão de obra utilizada para sua realização. Ao todo, foi possível identificar o emprego de 9 diferentes funções, relativas a 8 CBOs distintos, conforme apresentado abaixo:

Quadro 14-1 – Classificação Brasileira de Ocupações

Função	CBO
Encarregado de Serviços	710205
Cabo de Fogo	711120
Feitor	712120
Pedreiro	715210
Armador	715305
Marteleteiro	717010
Servente	717020
Ajudante	717020
Soldador	715210

Fonte: RAIS

Em seguida, foi necessário determinar a qualificação de cada uma dessas ocupações, utilizando as bases de dados da RAIS para tal análise. Consultou-se, portanto, a escolaridade dessas ocupações no Norte do Brasil e, conforme abordado anteriormente, cada uma foi categorizada entre mais qualificada, caso a maior parte dos integrantes apresentasse Ensino Médio Completo, e menos qualificada caso contrário. Dessa maneira, apenas os CBOs relativos ao Encarregado de Serviços, Cabo de Fogo e Soldador foram considerados como mais qualificados, como mostra a tabela abaixo:

Quadro 14-2 – Qualificações dos CBOs Identificados

Função	Qualificação
Encarregado de Serviços	Mais qualificado
Cabo de Fogo	Mais qualificado
Feitor	Menos qualificado
Pedreiro	Menos qualificado
Armador	Menos qualificado
Marteleteiro	Menos qualificado
Servente	Menos qualificado
Ajudante	Menos qualificado
Soldador	Mais qualificado

Fonte: Consórcio Engecorps-Ceres

Por fim, identificou-se a proporção relativa aos custos de mão de obra mais e menos qualificada dentro de cada uma dessas atividades, de acordo com os critérios já estabelecidos. Abaixo se encontra a divisão das atividades entre tipos de mão de obra empregada:

Quadro 14-3 – Proporção de Gastos com Mão de Obra por Atividade de Construção

Atividade	% de mão de obra mais qualificada	% de mão de obra menos qualificada
Concreto sem cimento	0,38%	13,25%
Armadura	4,59%	21,98%
Escavação Comum	1,12%	1,31%
Escavação em rocha ao céu aberto	0,77%	5,77%
Limpeza e tratamento do solo para estruturas	1,00%	37,92%
Enrocamento compactado	0,64%	5,19%
Solo lançado	2,04%	2,83%
Solo compactado	0,62%	4,99%
Enrocamento lançado	1,42%	1,98%
Transição lançado	0,34%	0,48%
Transição compactado	0,29%	0,40%
Remoção de enseadeiras	1,14%	1,59%
Escavação em jazida	0,63%	5,41%
Limpeza e tratamento do solo para barragens	3,86%	19,25%
Filtro Horizontal	0,20%	1,12%
Filtro Vertical	0,23%	2,55%
Enrocamento fino	0,80%	3,27%
Enrocamento Grosso	0,97%	1,35%
Transição Fina	0,29%	0,40%
Transição Única	0,29%	0,40%
Transição Grossa	0,29%	0,40%

Fonte: Planilha de Composição do SISORH

Essa divisão, enfim, foi aplicada aos custos indicados no OPE da UHE Jatobá, detalhando, dentre os custos de construção, aqueles relativos apenas à mão de obra.

15. ANEXO 2 – ANÁLISE DA COMPOSIÇÃO DO OPEX

Para análise do OpEx, após estimar o valor anual, conforme apresentado no tópico 3, foi necessário categorizar os gastos, a fim de convertê-los em valores econômicos. Para realizar tal análise, foram selecionados empreendimentos de porte similar à UHE Jatobá, buscando por dados financeiros mais detalhados. Os empreendimentos analisados estão dispostos na Tabela XX:

Quadro 15-1 – UHEs Selecionadas para Análise

Empresas	Capacidade instalada (MW)
<i>Estreito</i>	1.087,0
<i>Teles Pires</i>	1.819,8
<i>Belo Monte</i>	11.233,1
<i>Jupiá</i>	1.552,2
<i>Ilha Solteira</i>	3.444,0
<i>Santo Antônio</i>	3.150,4

Fonte: ANEEL

Os custos e despesas operacionais, desconsiderando gastos com depreciação e, no caso de Belo Monte, com seguros, foram distribuídos entre categorias determinadas, a fim de padronizar a análise entre os empreendimentos. Assim, foram calculadas as médias da parcela referente a cada categoria de gastos, para, enfim, serem aplicadas ao valor de **R\$ 21.003.594,90**, estimado para o OpEx da UHE Jatobá.

A mão de obra própria, por sua vez, assim como no caso do CapEx, precisou ser dividida entre mais e menos qualificada. Devido à ausência de dados acerca da qualificação dos funcionários na maioria dos empreendimentos, utilizou-se da distribuição de qualificação da UHE Itaipú, apresentada no EIA/RIMA do empreendimento, sendo a categorização feita conforme abordado no tópico referente ao tema.

Já os serviços de terceiros, apesar de representarem 43,1% dos gastos operacionais médios das usinas analisadas, são apresentados, pela maioria das usinas, de forma agregada, sem detalhamento da finalidade e classificação da contratação do serviço. No entanto, nas demonstrações da UHE Jupiá e da UHE Ilha Solteira, os serviços terceirizados foram apresentados de forma segregada e, portanto, foram utilizados como base para identificar a proporção de cada tipo de serviço. A Tabela 9 apresenta a proporção de cada categoria de gastos operacionais encontrados na análise.

Quadro 15-2 – Categorização dos Gastos Operacionais

<u>Categorização OpEx</u>	<u>Proporção</u>
<i>Pessoal</i>	20,47%
<i>Mão de obra qualificada</i>	14,59%
<i>Mão de obra não qualificada</i>	5,88%
<i>Materiais</i>	5,15%
<i>Serviços de terceiros</i>	43,13%
<i>Consultorias</i>	2,74%
<i>Vigilância e segurança</i>	1,06%
<i>Limpeza e conservação</i>	0,75%
<i>Meio ambiente</i>	2,32%
<i>Energia elétrica</i>	0,02%
<i>Compartilhamento de infraestrutura</i>	18,21%
<i>Manutenção</i>	12,07%
<i>Outros</i>	5,96%
<i>Seguros e Provisões</i>	0,97%
<i>Outros</i>	30,28%
Total	100,00%

Fonte: Consórcio Engecorps-Ceres

Por último, as proporções foram aplicadas ao valor do OpEx estimado para a UHE Jatobá e, em seguida, foram aplicados os fatores de conversão condizentes a cada uma das categorias de gastos, resultando no custo econômico da operação do empreendimento.



Análise custo-benefício de projetos de infraestrutura de energia e recursos hídricos

**PRODUTO 06 - Relatório de estudo de caso sobre aplicação da ACB Energia – UHE
Jatobá**

Estudo de Caso ACB Energia UHE Jatobá



16. ANEXO 3 – MODELO DE ANÁLISE DE CUSTO-BENEFÍCIO

Arquivo digital



17. ANEXO 4 – ELASTICIDADE PREÇO E RENDA DA DEMANDA DE ENERGIA ELÉTRICA: UMA INVESTIGAÇÃO PARA O BRASIL E REGIÕES

17.1 EXERCÍCIO ECONOMÉTRICO 1

Os dados utilizados na realização da estimativa da demanda por energia elétrica são anuais e com periodicidade de 1995 a 2020. Os dados foram retirados da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), Eletrobras (ELET), Ministério de Minas Energia (MME) e Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (IPEA). As variáveis e suas fontes estão no Quadro 17-1, a seguir.

Quadro 17-1 – Identificação das Fontes dos Dados das Variáveis

Variáveis (séries anuais 1995-2019)	Proxy	Fonte	Unidade
EC	Consumo de energia elétrica total (por região)	ANEEL/MME	MWh
PE	Tarifa de energia elétrica total (por região)	ANEEL/ELET	R\$/MWh
Rp	Renda per capita	IPEA	R\$

Fonte: Consórcio Engecorps - Ceres

As séries foram colocadas em logaritmo natural para captar as elasticidades e para corrigir a inflação, deflacionamos a tarifa de distribuição usando o índice nacional de preços ao consumidor – IPCA (série retirada do IPEA). As estatísticas descritivas das variáveis aplicadas a esse trabalho são apresentadas abaixo (



Quadro 17-2).

O modelo teórico tem como principal objetivo encontrar a elasticidade-preço e renda da demanda de eletricidade por região e nacional. Para estimar a elasticidade preço da demanda de eletricidade e da renda, o modelo de painel é construído. Esse modelo pode ser observado na Equação 1:

$$\ln(EC_{it}) = \alpha + \beta_{1it} * \ln(PE_{it}) + \beta_{2it} * \ln(Rp_{it}) + \varepsilon_{it} \quad (1)$$

Onde $\ln(EC_{it})$ é o logaritmo natural do Consumo de Energia e representa cada região de demanda de eletricidade. A variável t representa o tempo em período anual e o $\ln(PE_{it})$ é o logaritmo natural do preço da energia. $\ln(Rp_{it})$ é a renda per capita. O argumento é o erro é ε_{it} . Nessa configuração do modelo, os parâmetros β_{1it} e β_{2it} podem ser interpretados como elasticidades de preço e renda.



Quadro 17-2 – Estatísticas Descritivas das Variáveis Aplicadas

Norte				
Variável	Média	Desvio-padrão	Mínimo	Máximo
EC	23700000	7791038	12500000	34700000
PE	266.15	154.08	59.58	586.32
Nordeste				
Variável	Média	Desvio-padrão	Mínimo	Máximo
EC	43200000	23100000	12500000	83100000
PE	253.46	139.59	59.58	586.32
Sudeste				
Variável	Média	Desvio-padrão	Mínimo	Máximo
EC	95500000	79300000	12500000	243000000
PE	254.60	139.27	59.58	586.32
Sul				
Variável	Média	Desvio-padrão	Mínimo	Máximo
EC	87700000	70400000	12500000	243000000
PE	250.63	136.97	59.58	586.32
Centro-Oeste				
Variável	Média	Desvio-padrão	Mínimo	Máximo
EC	75100000	67900000	11800000	243000000
PE	251.23	136.97	59.58	586.32
Renda per capita				
Variável	Média	Desvio-padrão	Mínimo	Máximo
Rp	12.42	11.29	0.98	35.17

Fonte: Consórcio Engecorps - Ceres

A metodologia implementada utilizará a técnica de dados em painel, particularmente, serão apresentadas as estimativas por Mínimos Quadrados Ordinários (MQO) para dados em painel (*pooled OLS*), efeito aleatório e efeito fixo, além dos testes de robustez para a escolha do melhor modelo econômico. Um painel usando mínimos quadrados generalizados (GLS) foi implementado. Este estimador permite estimativa na presença de autocorrelação serial AR (1) dentro das unidades cross-sections, correlação entre as unidades e heteroscedasticidade. A matriz das correlações e estatísticas *Variance inflation factor* (VIF) mostram que as correlações são aceitáveis para o valor de referência geralmente. Os testes VIF mostraram que não há problema de multicolinearidade. O teste de Chow indicou para a escolha do modelo de efeitos fixos em relação ao modelo pool e os testes de Hausman indicaram que o modelo de efeitos aleatórios é melhor que o de efeitos fixos. Ainda, o teste LM de Breusch-Pagan indica que efeitos aleatórios são preferíveis ao modelo pool. Os testes de Wooldridge, Wald e white indicaram a presença de autocorrelação e heterocedasticidade. Optou-se por trabalhar com erros robustos (modelo de coeficientes aleatórios que não impõe a suposição de parâmetros constantes entre os painéis) e Mínimos quadrados generalizados (GLS) para corrigir esses problemas.



Quadro 17-3 – Resultados das estimações modelo em dados em painel Brasil

InEC	(MQO)	EF	EA	GLS	XTRC
Coeficientes					
InPE	-0.327 (0.524)	-0.032 (0.569)	-0.032 (0.565)	-0.061 (0.126)	-0.064 (0.038)
InRp	0.290 (0.001)	0.254 (0.000)	0.254 (0.000)	0.238 (0.000)	0.284 (0.000)
R ²	0.131	0.130	0.130		
Adj. speed					-0.100 (0.000)
B. Pagan	1996.98				
Teste Chow	0.000				
T. Hausman	0.999				
Heteroce.	0.000				
Autoc.	0.000				

Fonte: Consórcio Engecorps - Ceres

Nota: Resultados (GLS e XTRC) corrigidos para autocorrelação.

Quadro 17-4 – Resultados das estimações Brasil e Região

InEC	XTRC	Norte	Nordeste	Sudeste	Sul	Centro-Oeste
Coeficientes						
InPE	-0.064 (0.038)	-0.056 (0.088)	-0.048 (0.135)	-0.063 (0.054)	-0.056 (0.077)	-0.096 (0.003)
InRp	0.284 (0.000)	0.333 (0.000)	0.250 (0.000)	0.182 (0.000)	0.270 (0.000)	0.383 (0.000)
cons.	17.546 (0.000)	16.568 (0.000)	17.683 (0.000)	19.076 (0.000)	17.711 (0.000)	16.695 (0.000)

Fonte: Consórcio Engecorps - Ceres

Nota: Resultados corrigidos para autocorrelação



17.2 EXERCÍCIO ECONOMÉTRICO 2

Os dados utilizados na realização da estimativa da demanda por energia elétrica são anuais e com periodicidade de 1970 a 2020. Os dados foram retirados da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), Eletrobras (ELET), Ministério de Minas Energia (MME) e Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (IPEA). As variáveis e suas fontes estão no Quadro 17-5, a seguir.

Quadro 17-5 – Identificação das Fontes dos Dados das Variáveis

Variáveis anuais 1970-2020)	(séries Proxy	Fonte	Unidade
InEC	Consumo de energia elétrica total	ANEEL/MME	MWh
InPE	Tarifa de energia elétrica total	ANEEL/ELET	R\$/MWh
InRp	Renda per capita	IPEA	R\$

Fonte: Consórcio Engecorps - Ceres

As séries foram colocadas em logaritmo natural para captar as elasticidades e para corrigir a inflação, deflacionamos a tarifa de distribuição usando o índice nacional de preços ao consumidor – IPCA (série retirada do IPEA). As estatísticas descritivas das variáveis aplicadas a esse trabalho são apresentadas abaixo (Quadro 17-6).

Quadro 17-6 – Estatísticas Descritivas das Variáveis Aplicadas

Brasil	Amplitude				
	Variável	Média	Desvio-padrão	Mínimo	Máximo
	InEC	255000000	144000000	37500000	482000000
	InPE	130.65	157.51	1.06	35.25

Fonte: Consórcio Engecorps - Ceres

Optou-se por trabalhar com uma série menor (1995-2020) retirando o período de alta inflação anterior ao Plano Real. No entanto, os resultados são semelhantes aos apresentados. A metodologia implementada consistiu na modelagem de um vetor autoregressivo (VAR) sob a representação de um modelo de correção de erro (VEC). O conjunto de procedimentos adotados são: as séries foram submetidas aos testes de Durbin Watson para autocorrelação e Teste Breusch-Godfrey ou teste LM, testes de raiz unitária Dickey e Fuller Aumentado (ADF), O número de defasagens em cada caso foi determinado pelo critério de informação de Schwarz (SC). Teste de Co-integração de Johansen e Função resposta a impulso.



Quadro 17-7 - Testes de Raiz Unitária

Variáveis em Nível				Variáveis em Primeira Diferença			
Séries	ADF	PP	Ordem de integração	Séries	ADF	PP	Ordem de integração
InEC	-1.368	-1.557	I (0)	EC	-6.066	-6.066	I (1)
InPE	-1.980	-2.066	I (0)	PE	-6.718	-4.109	I (1)
InRp	-1.683	-2.516	I (0)	Rp	-3.078	-3.075	I (1)

Fonte: Consórcio Engecorps - Ceres

***Indica rejeição da hipótese nula ao nível de 1% de significância.

**Indica rejeição da hipótese nula ao nível de 5% de significância.

*Indica rejeição da hipótese nula ao nível de 10% de significância.

Quadro 17-8 - Testes de Co-Integração de Johansen

Cointegration Rank Test

H_0:	H_1:			Critical Value
Rank=r	Rank>r	Eigenvalue	Trace	5%
0	0	-	51.597	29.68
1	1	0.797	14.8336***	15.41

Fonte: Consórcio Engecorps - Ceres

***indica o número de vetores de co-integração a níveis de significância de 1% e 5%

Os testes de co-integração indicam que as variáveis do modelo são co-integráveis. Observa-se na Tabela 8 que, tanto pelas estatísticas do traço quanto pelas estatísticas do autovalor máximo, não é possível rejeitar a hipótese nula de que o posto de co-integração é igual a ($r = 1$), ou seja, de que existe uma relação de co-integração entre as variáveis. Portanto, as variáveis co-integram e a relação de co-integração é dada pelo seguinte vetor normalizado:

Quadro 17-9 – Vetor de Co-integração

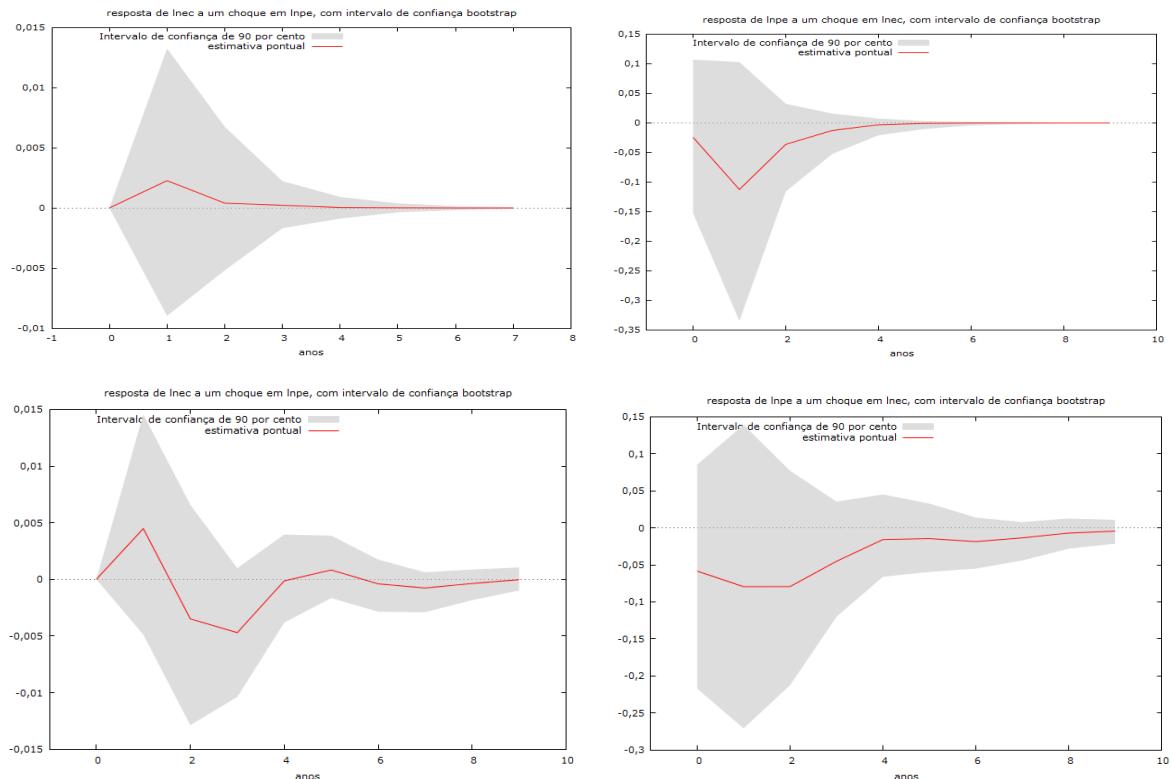
InEC	β_0	InPE	InRp
1	-20.147 (0.000)	0.149 (0.005)	-0.214 (0.001)

Fonte: Consórcio Engecorps - Ceres

Pela análise de co-integração a relação de longo prazo entre as variáveis do modelo fica assim estimada:

$$\ln(EC_{it}) = 20.147 - 0,149(PE_{it}) + 0,214(Rp_{it}) \quad (2)$$

As figuras para Função resposta a impulso são apresentadas abaixo:



17.3 EXERCÍCIO ECONOMÉTRICO 3

Utilizando a elasticidade-preço-demanda do modelo VEC e a fórmula abaixo (Cost–Benefit Analysis Concepts and Practice), calculamos a área sob uma curva de demanda de elasticidade constante para dois cenários.

$$\int pdq = \int_{q_0}^{q_1} \left(\frac{q}{\beta_0}\right)^{1/\beta_1} dq$$

Cenário I e II

Quadro 17-10 - Cenário I e II

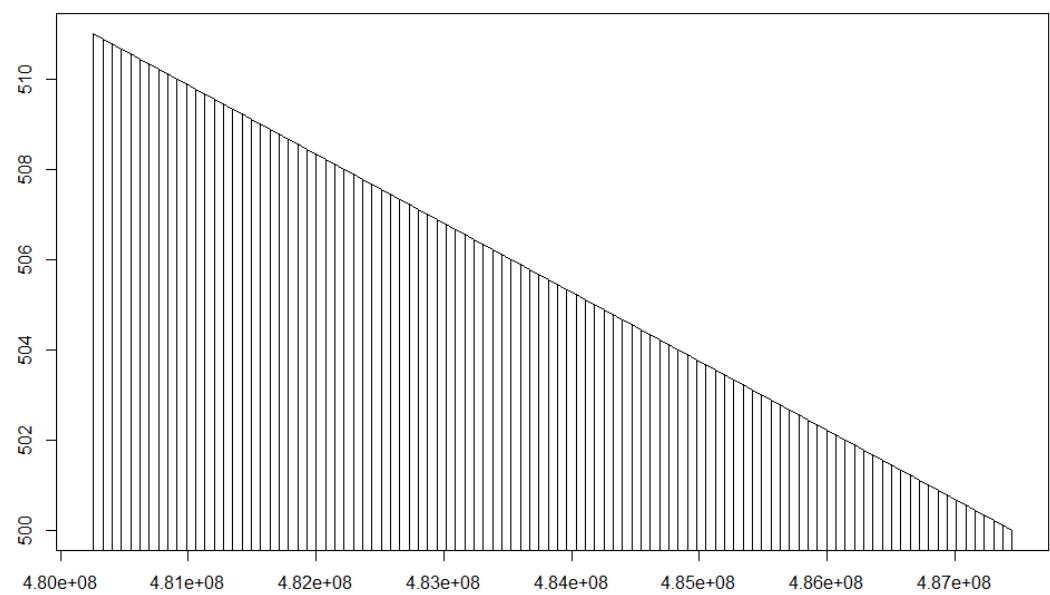
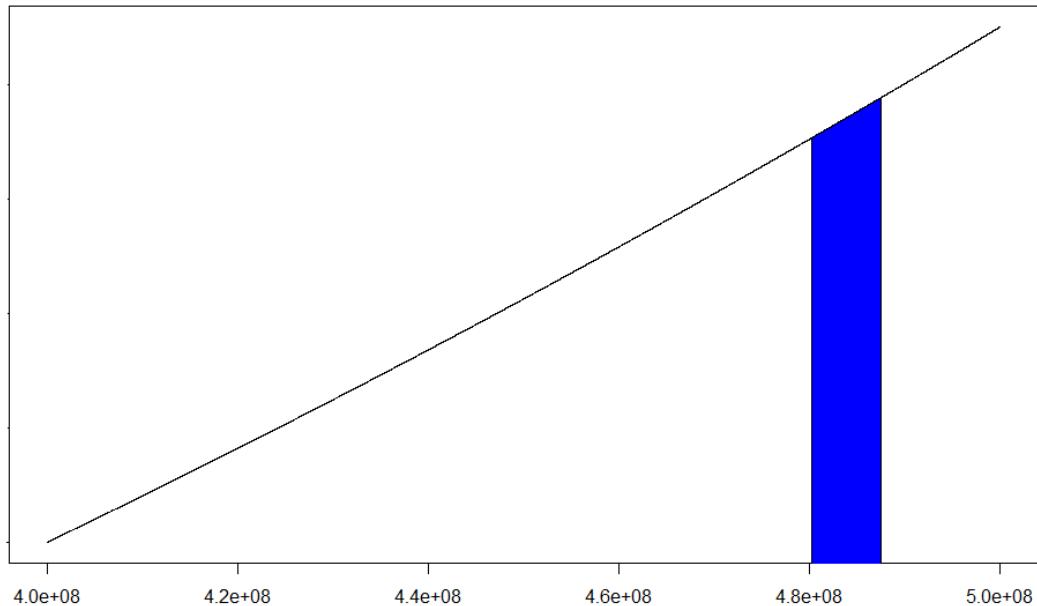
Q₁	Q₀
----------------------	----------------------



MWh	Com projeto	Sem projeto
Demanda Curto Prazo (2021)	487.445.200	480.258.643
Demanda Longo Prazo (2030)	677.237.736	670.051.179

Fonte: Consórcio Engecorps - Ceres

Demanda Curto Prazo (2021): 13425.79 with absolute error < 1.5e-10



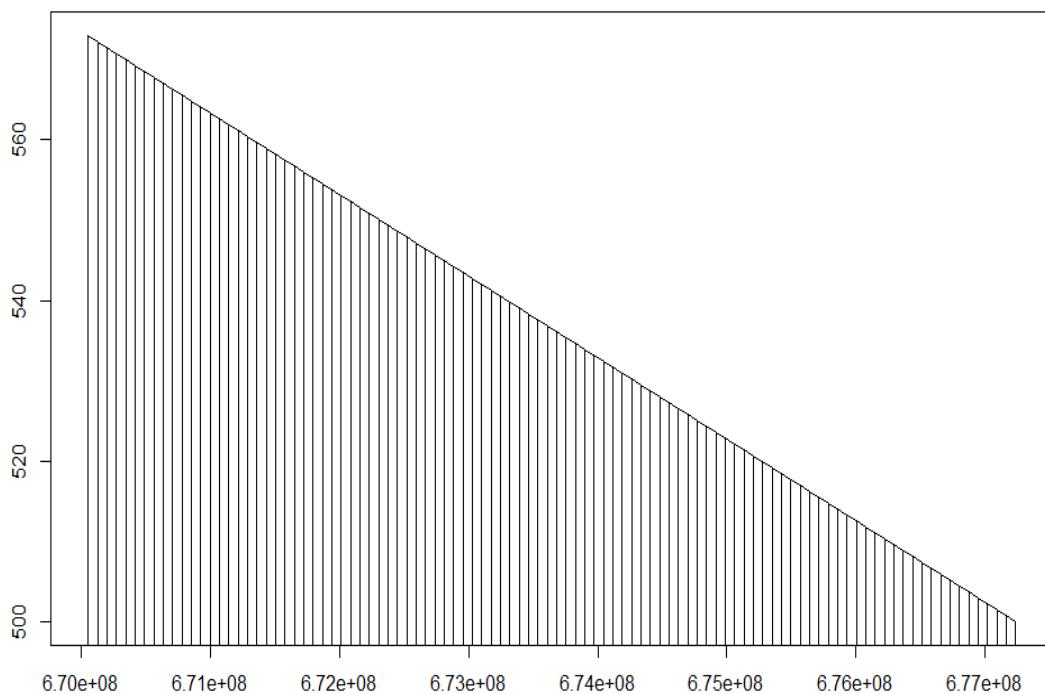
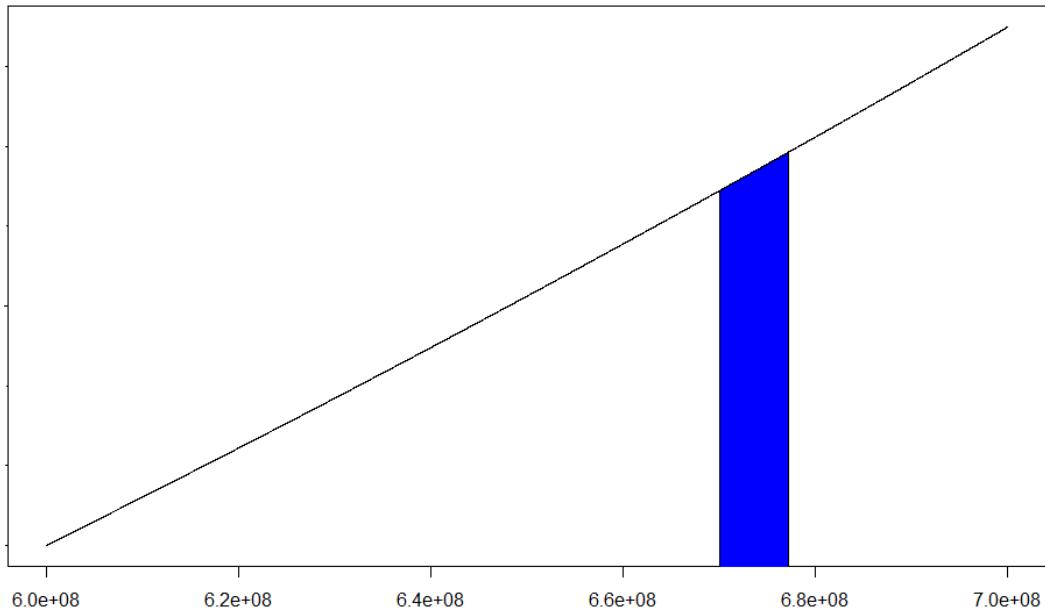
Demanda Longo Prazo (2030): 12104.02 with absolute error < 1.3e-10

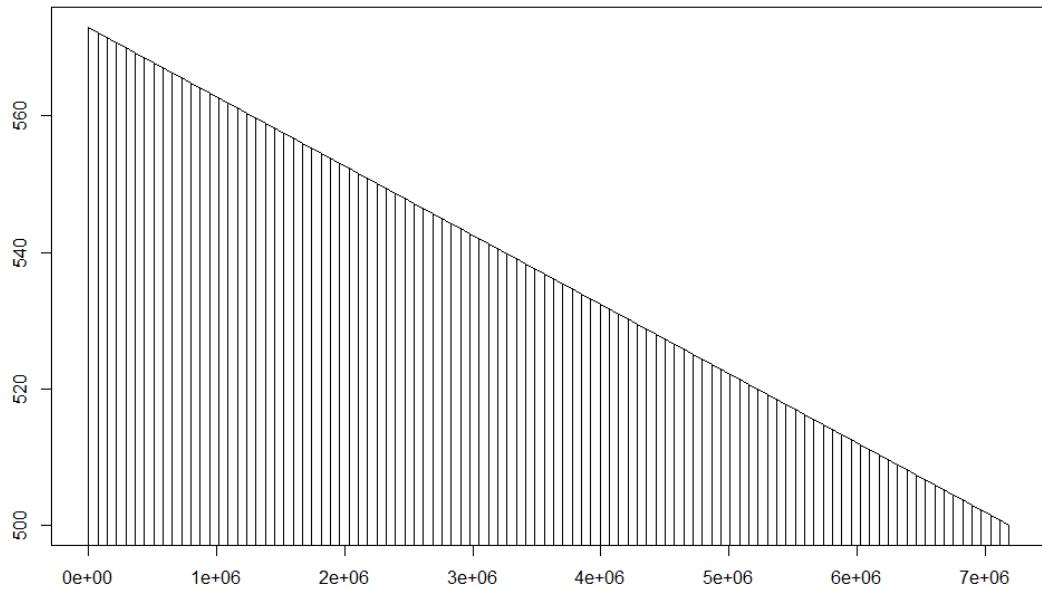


PRODUTO 06 - Relatório de estudo de caso sobre aplicação da ACB Energia – UHE

Jatobá

Estudo de Caso ACB Energia UHE Jatobá





Pala fórmula da área livro Cost–Benefit Analysis Concepts and Practice:

$$Area = \left(\frac{1}{\beta_0} \right)^{1/\beta_1} \left(\frac{q_1^\rho - q_1^{\rho'}}{\rho} \right)$$

Demanda Curto Prazo (2021): 13.424,97

Demanda Longo Prazo (2030): 12.103,27

18. BIBLIOGRAFIA CONSULTADA

- ASIAN DEVELOPMENT BANK (2013). Cost-benefit analysis for development: A practical guide. Mandaluyong City, Philippines: Development Bank, 2013.
- BOARDMAN, A. E., Greenberg, D. H., Vining, A. R., & Weimer, D. L. (2017). Cost-benefit analysis: concepts and practice. Cambridge University Press.
- BORELLI, S. Método para análise da composição do custo de eletricidade gerada por usinas termelétricas em ciclo combinado de gás natural. 2005.
- BRASIL. Ministério da Economia. Guia Prático de Análise Custo-Benefício de Projetos de Investimento em Infraestrutura. Brasília, 2021.
- BRASIL, Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética Plano Decenal de Expansão de Energia 2020 / Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME/EPE, 2011
- BRASIL, Ministério de Minas e Energia. Manual de Inventário Hidrelétrico de Bacias Hidrográficas. Ministério de Minas e Energia. Brasília: MME, 2007.
- CARMO, Vadson Bastos do et al. Avaliação da eficiência energética renovável de biomassas alternativas para geração de eletricidade. 2013.
- DANTAS, F.C, COSTA, E.M, SILVA, J.L.M. Elasticidade Preço e Renda da Demanda por Energia Elétrica nas Regiões Brasileiras: Uma Abordagem através de Painel Dinâmico. Revista de Economia, v 23, n. 3, set/dez.2016
- DE LIMA DANTAS, Ozlean; APOLONIO, Roberto; JUNIOR, Alcides Arruda. Potencial da geração distribuída e seu impacto na redução de emissões de CO₂: Estudo de uma micro usina fotovoltaica conectada à rede de energia elétrica. Engevista, v. 21, n. 2, p. 329-340, 2019.
- EC - EUROPEAN COMISSION. Guide to Cost-Benefit Analysis of Investment Projects: Economic appraisal tool for Cohesion Policy 2014-2020. Bruxelas, 2014.
- EPE - Empresa de Pesquisa Energética. Parâmetros de Custos – Geração e Transmissão. Brasil, 2021.
- EPE - Empresa de Pesquisa Energética. Projetos Fotovoltaicos nos Leilões de Energia. Brasil, 2020.
- EPE - Empresa de Pesquisa Energética. Térmicas a biomassa nos leilões de energia no Brasil. Brasil, 2019
- GOVERNO BRITÂNICO. Air quality appraisal: damage cost guidance. 2021. <https://www.gov.uk/government/publications/assess-the-impact-of-air-quality/air-quality-appraisal-damage-cost-guidance#annex-a-%20updated-2019-damage-costs> acesso em 10/05/2021
- Guilhoto et al. "Matriz de Insumo-Produto do Nordeste e Estados: Metodologia e Resultados." Fortaleza: Banco do Nordeste do Brasil. ISBN: 978.85.7791.110.3, 289 p. 2010
- IEA - International Energy Association. Study on Cost and Business Comparisons of Renewable vs. Non-renewable Technologies. 2013
- Instituto Escolhas. A nova corrida do ouro na Amazônia. Disponível em: <https://www.escolhas.org/wp-content/uploads/2020/05/TD_04_GARIMPO_A-NOVA-CORRIDA-DO-OURO-NA-AMAZONIA_maio_2020.pdf>. Acesso em: 26 de mai. de 2021
- IRENA (2015). Smart Grid and Renewables: a cost-benefit analysis guide for developing countries.



Análise custo-benefício de projetos de infraestrutura de energia e recursos hídricos

PRODUTO 06 - Relatório de estudo de caso sobre aplicação da ACB Energia – UHE

Jatobá

Estudo de Caso ACB Energia UHE Jatobá



IRENA (2019), Renewable Power Generation Costs in 2018, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

LEITÃO, Neidja Cristine Silvestre; JÚNIOR, Wilson Cabral Sousa. Análise custo-benefício social aplicada ao complexo hidrelétrico de belo monte.

MIRANDA, Mariana Maia de. Fator de emissão de gases de efeito estufa da geração de energia elétrica no Brasil: implicações da aplicação da Avaliação do Ciclo de Vida. 2012. Tese de Doutorado. Universidade de São Paulo.

NEA – Nuclear Energy Agency. Unlocking Reductions in the Construction Costs of Nuclear. 2020.

RAB - Renewables Advisory Board. Value Breakdown for the Offshore Wind Sector. Inglaterra, 2010.

RABL, Ari; SPADARO, Joseph V.; VAN DER ZWAAN, Bob. Uncertainty of Air Pollution Cost Estimates: to what extent does it matter?. 2005

SOUZA, Fernando Basquirotto de; MENEZES, Carlyle Torres Bezerra de. Levantamento teórico de metodologias para valoração de danos ambientais e recursos naturais. 2012.

THINK. Cost Benefit Analysis in the Context of the Energy Infrastruture Package. (2018)

VALE, Eduardo; HERMANN, Hildebrando. Economia mineral do ouro no Brasil. 2002.

VALOR ECONÔMICO. Ilegal e sofisticada: a nova corrida do ouro na Amazônia. Disponível em: <<https://valor.globo.com/empresas/noticia/2020/11/06/illegal-e-sofisticada-a-nova-corrida-do-ouro-na-amazonia.ghtml>>. Acesso em: 16 de jul. de 2021.

WORLD BANK. Cost-Benefit Analysis in World Bank Projects. Washington: The World Bank, 2010.