

ANÁLISE CUSTO-BENEFÍCIO SOCIAL APLICADA AO COMPLEXO HIDRELÉTRICO DE BELO MONTE

Neidja Cristine Silvestre Leitão¹, Wilson Cabral Sousa Júnior²

¹Instituto Tecnológico de Aeronáutica/Infra-Estrutura Aeronáutica, Praça Marechal Eduardo Gomes, n. 50, Vila das Acácias, 12228-900, São José dos Campos, cris_jansen@yahoo.com.br

²Instituto Tecnológico de Aeronáutica/Infra-Estrutura Aeronáutica, Praça Marechal Eduardo Gomes, n. 50, Vila das Acácias, 12228-900, São José dos Campos, wilsonjr@ita.com.br

Resumo- Este artigo trata da construção do Complexo Hidrelétrico de Belo Monte, no estado do Pará. Procura identificar os benefícios e os custos sócio-ambientais, propondo uma metodologia de valoração. Vários são os fatores que tornam este empreendimento alvo de discussão. A Eletronorte afirma que o empreendimento terá capacidade de geração de 11.181,3 MW e área alagada de 440 km². Embora a energia firme divulgada seja de 4.700 MW, há estudos que apontam um valor de 1.172 MW. O diagnóstico, sobre os impactos físicos e sócio-ambientais, apresentado pelo empreendedor não é claro. Alguns custos relatados no projeto, como os custos das linhas de transmissão, não são considerados no projeto básico. Para elaboração da avaliação sócio-econômica-ambiental de construção do Complexo utilizou-se como expediente a Análise Custo Benefício. Os resultados mostraram que o Complexo de Belo Monte pode ser viável caso confirmada a potência fornecida estimada pelo empreendedor. Além disso, os resultados deixam claro a necessidade de estudos mais abrangentes, análise detalhada para o equilíbrio entre custos e benefícios e a necessidade de informação como ferramenta essencial para o desenvolvimento sustentável.

Palavras-chave: Belo Monte, hidrelétrica, valoração, energia.

Área do Conhecimento: III - Engenharias

Introdução

Por muitos anos, o Brasil explorou seu potencial hidrelétrico como fonte prioritária de geração de energia elétrica. No entanto, à luz dos novos tempos que norteiam os investimentos em geração de energia, necessita-se hoje evidenciar não só uma fonte de energia “limpa, renovável e barata”, mas também deixar explícita a formulação de uma estratégia energética sustentável.

Neste cenário, o governo federal procura viabilizar o projeto do Complexo Hidrelétrico de Belo Monte, no Rio Xingu (PA). Segundo a Eletronorte [1]– Centrais Elétricas do Norte -, o empreendimento será constituído de duas casas de força, cuja potência instalada total é de 11.183 MW e a energia firme é de 4.714 MW.

A análise do sistema energético brasileiro é feita com o auxílio de modelos que estão associados direta ou indiretamente com o processo de tomada de decisão. Para o empreendimento em estudo, neste artigo, utilizou-se a Análise Custo-Benefício descrita por Motta [2], que tem como principal objetivo a avaliação dos custos e benefícios dos impactos ocasionados, em bases monetárias.

O objetivo principal deste artigo é tratar a construção do Complexo Hidrelétrico de Belo Monte, projetada para ser construída no Rio Xingu, propondo uma metodologia de valoração dos aspectos sócio-ambientais envolvidos.

Materiais e Métodos

Para o estudo de viabilidade do empreendimento utilizou-se a análise custo-benefício. Como ferramenta básica tem-se o Valor Presente Líquido (VPL), o qual é bastante usado para analisar investimentos em projetos [2].

O Valor Presente Líquido é indicado pela expressão, apresentada a seguir:

$$VPL = \sum (B_t - C_t) / (1 + r)^t$$

Onde B_t refere-se aos benefícios gerados ao longo do tempo t , e C_t está relacionado aos custos incorridos a cada momento do tempo t . O termo r refere-se à taxa de desconto.

A situação de $VPL > 0$ significa que o investimento é economicamente atrativo, pois o valor presente das entradas de caixa é maior do que o valor presente das saídas de caixa. Para $VPL = 0$, o investimento é indiferente, pois o valor presente das entradas de caixa é igual ao valor presente das saídas de caixa. E finalmente $VPL < 0$, indica que o investimento não é economicamente atrativo porque o valor presente das entradas de caixa é menor do que o valor presente das saídas de caixa.

Com relação aos custos, na caracterização do empreendimento, há componentes que são importantes para a análise de viabilidade econômica. Trata-se das externalidades. Como exemplo, pode-se citar: perdas na atividade pesqueira, perdas na qualidade da água,

inundação de remanescentes da floresta e de propriedades rurais desenvolvidas, emissão de CO₂ e metano (CH₄), perdas de água por evaporação, perdas por atividades turísticas, perdas da biodiversidade e perdas sociais.

Já com relação aos benefícios, não se pode negar que empreendimentos deste porte geram progresso econômico: novos postos de trabalho, durante e após a fase de construção, planos de educação, saúde, transporte, além da produção de energia a qual complementar a matriz energética de outros centros consumidores.

Entretanto, esses benefícios também provocam custos em decorrência da relação causa e efeito do uso intensivo de energia. Como exemplo, nas regiões a serem beneficiadas pela expansão da matriz energética será verificado aumento de oferta e consumo de bens e serviços, mormente demandantes de energia. Esse aumento de oferta e demanda além de consumir recursos naturais como matéria prima, ainda poluem o ambiente.

Dessa forma, em nossa análise, os benefícios serão representados somente pela energia firme (energia produzida continuamente no sistema) gerada pelo sistema. Para o cálculo dos benefícios gerados pela energia firme será utilizado como base, o Valor Normativo. O Valor Normativo é o valor de referência para a comparação de preço de compra de energia e definição de custo a ser repassado às tarifas de fornecimento [3].

Como ferramenta de trabalho utilizou-se o Excel, no qual foram elaborados quatro cenários econômicos.

Resultados

No Cenário 1, não foi considerado custos de externalidades. Além disso, a potência instalada e a energia firme utilizada para os cálculos foram respectivamente, 11.183 MW e 4.714 MW, conforme divulgado pela Eletronorte em 2002. Calculou-se então, os benefícios gerados pela energia firme, utilizando como base o valor normativo de US\$ 43,40/ MWh médios, em 2004 [4]. O valor dos benefícios resultante foi de US\$ 1.523.252.737,64 anuais.

Ressalta-se que o prazo de vida útil adotado, para todos os Cenários montados foi de 50 anos, conforme emitido pelo empreendedor. Da mesma maneira, os custos considerados nos quatro cenários referem-se à construção do empreendimento e linhas de transmissão, além de operação e manutenção dos mesmos, conforme empreendedor (Tabela 1)

Tabela 1: Custos do CHE Belo Monte

Complexo Belo Monte	Valor	Un
Custos Investimento ⁽¹⁾	4.037,90	Milhões US\$
Custos de O & M	291,2	Milhões US\$
Custo Total	4.329,10	Milhões US\$
Custos de Geração	12,40	US\$ / MWh
Custo Dólar (Junho/2001)	2,38	R\$
Avaliação Econômica do Sistema de Transmissão	Valor	Un
Custos Investimento	1.767,10	Milhões US\$
Custo de O & M	158,42	Milhões US\$
Perdas	55,27	Milhões US\$
Custo Total ⁽²⁾	2.192,84	Milhões US\$
Custo de Transmissão	8,14	US\$ / MWh

⁽¹⁾ ⁽²⁾ Considerados juros durante a construção de 12%a.a.

Dessa forma, o Cenário 1 apontou a viabilidade de implantação do empreendimento, com um Valor Presente Líquido positivo de cerca de US\$ 2,92 bilhões.

Utilizando a ferramenta *Atingir Meta* do Excel foi possível verificar, ainda para o Cenário 1, que adicionando-se uma externalidade hipotética no valor de US\$ 555.247.999,35 anual, o Valor Presente Líquido tornaria-se nulo. Com isso, o limiar de inviabilidade do empreendimento seria vislumbrado.

Outro fator analisado para este cenário foi a possibilidade de variação da taxa utilizada de 12% a.a [1]. Verificou-se que mesmo com uma variação da taxa para até 17% a.a, o VPL seria positivo, indicando um empreendimento viável.

Já no Cenário 2, manteve-se as mesmas características do Cenário 1 com relação aos custos de construção, o diferencial foi a inclusão de algumas externalidades. As externalidades consideradas foram: perdas no turismo, perdas hídricas por evaporação, perdas na atividade pesqueira, emissão de carbono, tratamento de resíduos e saneamento, além de perda de água por consumo na bacia.

O valor resultante dos benefícios é o mesmo apresentado no Cenário 1, de US\$ 1.523.252.737,64 anuais, tendo em vista o valor de energia firme de 4.714 MW.

Na mensuração das perdas da atividade turística, os dificultadores deste levantamento foram: a falta de uma estrutura de serviços e de apoio e a ausência de dados de visitação pelas autoridades locais. Os dados foram obtidos junto aos proprietários de hotéis e pousadas, localizadas na região de influência da usina. As perdas nesta atividade resultaram em um valor de US\$ 745.563,03 anuais.

No caso das perdas de água por evaporação, o custo está relacionado às perdas de água no espelho d'água formado pelo reservatório e foi calculado tendo como base a evaporação líquida anual de 145 mm [1]. Assim, a perda de água por

evaporação em lâmina d'água é de cerca de 63.800.000 m³ por ano, resultando num custo anual por evaporação de US\$ 1.276.000,00.

Já o custo da perda de água estimada por consumo na bacia foi calculado com base no consumo de 4 m³/s, para o Rio Xingu, fornecido pela Agência Nacional das Águas [5]. O custo médio de tratamento da água utilizado foi de US\$ 0,21/m³ médios [6]. As perdas hídricas por consumo na bacia resultaram num custo de cerca de US\$ 26.490.240,00 anuais.

No que diz respeito à emissão de gases de efeito estufa foram utilizados como referência os dados de emissão da usina de Tucuruí (PA). Segundo dados da COPPE [7] o valor de emissão de CH₄ é de 109,36 kg/km²/dia, e o de CO₂ é 8.475 kg/ km²/dia. A partir desses dados de emissões anuais e um valor de US\$ 10,00 a tonelada do Carbono [8], obteve-se um custo de cerca de US\$ 21,2 milhões por ano.

Para a obtenção do custo de tratamento de resíduos e efluentes sanitários, considerou-se uma geração de resíduos durante a obra de 12 ton/dia, o qual foi obtido com base na taxa de geração de resíduos de construção e demolição de 130 kg/habitante/ano [9] e uma taxa de geração de resíduos orgânicos de 0,5 kg/habitante/dia [1]. O custo de aterramento de resíduos utilizado nos cálculos foi de US\$ 5,40 por tonelada [9]. Além disso, como estimativa de alocação de mão de obra anual média utilizou-se o valor estimado pelo empreendedor de cerca de 14.700 pessoas.

Para a composição do custo total referente ao tratamento de resíduos e efluentes sanitários, utilizou-se uma contribuição *per capita* de efluentes sanitários médio de 100 l/habitante/dia [1] e um custo de tratamento de US\$ 0,42 m³. A partir desses valores chegou-se a um valor global de tratamento de cerca de US\$ 249.000,00 anuais.

Com relação ao custo das perdas da atividade pesqueira na região de implantação do Complexo, foram levantados dados tanto da pesca tradicional como da pesca ornamental. O custo anual dessas perdas chegou a US\$ 5,06 milhões

No Cenário 2, mesmo com a inclusão de algumas externalidades, o resultado final apontou a viabilidade do empreendimento com um Valor Presente Líquido positivo de US\$ 2,63 bilhões.

Para este cenário, a inclusão de uma externalidade hipotética de US\$ 500.073.709,58 anuais tornaria o Valor Presente Líquido nulo, apontando o limiar da inviabilidade do empreendimento.

Como exemplo de externalidade não mensurada, pode-se citar a biodiversidade com propriedades farmacêuticas, a ictiofauna migratória e perdas sociais.

Outra opção de valoração proposta é o Cenário 3. Nesse cenário a energia firme utilizada para os

cálculos foi de 1.172 MW. Este valor de energia firme, foi obtido utilizando-se o simulador HydroSim LP, desenvolvido por um grupo de pesquisadores da Unicamp.

Atualmente, o MSUI (Modelo de Simulação a Usinas Individualizadas) é a ferramenta oficial do setor elétrico, agregando o parque elétrico em um único reservatório que recebe, armazena e descarrega energia [10].

Entretanto, Cicogna (2003) apresenta em sua tese de doutorado uma simulação realizada no HydroSim, com o conjunto de usinas projetadas inicialmente para serem construídas no Rio Xingu (meta de cerca de 11.000 MW médios). Cabe ressaltar que vários estudos foram realizados inicialmente para o aproveitamento energético do Rio Xingu, até que o avanço dos estudos revelou, segundo Eletronorte, que para o Sistema Brasileiro Interligado a melhor opção seria a construção do Complexo Hidrelétrico de Belo Monte [1]. Para este conjunto de usinas, a simulação apontou que a meta de cerca de 11.000 MW médios seria atendido.

Cicogna (2003), apresenta também outra simulação intitulada *Xingu BMonte*. Neste novo estudo, apenas a construção de Belo Monte foi considerada e o valor da energia firme resultante foi de apenas 1.172 MW médios. A grande variabilidade das vazões naturais aliadas à limitação pela falta de regularização promovida pelos grandes reservatórios a montante seriam os principais causadores desse baixo valor.

Verifica-se então que a geração de energia firme superior a 1.172 MW, pelo Complexo Hidrelétrico de Belo Monte, está diretamente subordinada a implantação de novos empreendimentos nessa região, uma vez que estes reservatórios proporcionariam a regularização do sistema.

Com o valor de 1.172 MW de energia firme, calculou-se os benefícios gerados para os Cenários 3 e 4. Tendo como base o valor normativo de energia de US\$ 43,40 /MWh [5] encontrou-se então, um valor anual dos benefícios, de US\$ 378.712.814,70.

Não foi considerado nos cálculos do Cenário 3, as externalidades. O resultado final deste cenário, revelou então a inviabilidade de implantação do complexo com um Valor Presente Líquido negativo de cerca de US\$ 3,10 bilhões.

Finalmente, no Cenário 4 incluiu-se as mesmas externalidades presentes no Cenário 2 com o diferencial da energia firme de 1.172 MW. Como resultado destes benefícios e custos obteve-se um cenário de inviabilidade da construção do empreendimento, com um Valor Presente Líquido negativo de cerca de US\$ 3,39 bilhões.

Discussão

Desde 1980, o Complexo de Belo Monte gera polêmica. Seu histórico tem início com os estudos de inventário do Rio Xingu, elaborados pela Eletronorte. Esses estudos resultaram em um relatório denominado de “Estudos Xingu”, que apresentava o conjunto de aproveitamentos para o Xingu, composto por: Jarina (558,72 MW), Kokraimoro (1940 MW), Ipixuna (2312 MW), Babaquara (6273,96 MW), Kararaô (8380,8 MW) [1]. O avanço das análises revelaram que, para o Sistema Brasileiro Interligado, a melhor opção seria a construção do Complexo Hidrelétrico de Belo Monte (ex-Kararaô).

Entre as justificativas dadas, pelo empreendedor, para a construção do empreendimento ressalta-se o aumento do consumo de energia elétrica, a possibilidade de conexão do complexo com o Sistema Interligado Nacional, a baixa densidade demográfica das áreas a serem inundadas e um custo de geração de 12,4 US\$/MWh (sem considerar as linhas de transmissão) [1].

As variações do regime hidrológico revelam que em apenas alguns meses do ano o valor de 11.183 MW de potência instalada será atingido. A energia firme de 4.714 MW prevista pela Eletronorte torna-se então questionável, em virtude dessas limitações hidrológicas, sendo indispensável para regularização da vazão do Rio Xingu, e alcance da meta prevista, a construção das quatro outras usinas citadas anteriormente.

Conclusão

A montagem de cenários permitiu avaliar o empreendimento sobre diversos ângulos, à medida que foram alterados alguns parâmetros. Montou-se então, quatro cenários: o Cenário 1, considerando a análise exclusivamente com dados do empreendedor; Cenário 2, considerando-se a inserção de algumas variáveis sócio-ambientais; Cenário 3, contemplando a possibilidade de geração firme menor apontada pelo modelo Hydrosim; e Cenário 4, incorporando algumas variáveis sócio-ambientais ao Cenário 3.

Nos cenários em que se utilizou a energia firme divulgada pelo empreendedor, verificou-se a viabilidade econômica do projeto, já nos cenários em que a energia firme utilizada foi obtida pela simulação realizada no Hydrosim LP o resultado foi a inviabilidade. Tal situação, de acordo com os parâmetros considerados, é provocada de forma decisiva pela condição de energia firme utilizada. Cabe lembrar que nessa equação econômica não foram consideradas todas as externalidades envolvidas, custos indiretos, além de valores de complexo equacionamento em termos financeiros.

Há que se ressaltar o caráter conservador da presente análise, o que torna seus resultados

subestimados, em termos de custos sócio-ambientais.

Referências

[1]ºELETRONORTE. **Complexo hidrelétrico de Belo Monte** - Estudos de Viabilidade – Relatório Final, Tomos I e II, 2002.

[2] MOTTA, S. R. **Manual para valoração econômica de recursos ambientais**. Brasília: Ministério do Meio Ambiente, dos Recursos Hídricos e da Amazônia Legal, p.18, 1998.

[3] ANEEL. **Resolução nº 505**. Disponível em < http://www.aneel.gov.br/pdf/res_505_20011126.pdf#search='defini%C3%A7%C3%A3o%20de%20valor%20normativo%20energia' > Acesso em 02 Novembro de 2003.

[4]ºTRADENER COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA. Disponível em < http://www.tradener.com.br/vn_ie.php > Acesso em 12 Julho de 2004

[5]ºANA. **Plano nacional de recursos hídricos**. Disponível em < http://www.ana.gov.br/pnrh_novo/Tela_Apresentacao.htm > Acesso em 05 de outubro de 2003.

[6]ºREYDON, B.P. et al. **Tratamento de esgoto e seu efeito no custo agregado do tratamento de água: uma abordagem quantitativa**. Disponível em < <http://www.eco.unicamp.br/nea/aqua/artigos.html> > Acesso em 23 outubro de 2004.

[7]ºCOPPE. **Primeiro inventário brasileiro de emissões antrópicas de gases de efeito estufa. Emissões de dióxido de carbono e de metano pelos reservatórios hidrelétricos brasileiros**. Rio de Janeiro: Ministério da Ciência e Tecnologia, 2002.

[8]ºCEBD. **Mercado de Carbono**. Disponível em < www.cebds.org.br/cebds/pub-docs/pub-mc-carbono.pdf > Acesso em 20 de dezembro 2004.

[9]ºJOHN, V. M.; AGOPYAN V. **Reciclagem de resíduos de construção**. Disponível em < <http://www.reciclagem.pcc.usp.br/ftp/CETESB.pdf> > Acesso em 02 Fevereiro de 2004.

[10]ºCICOGNA, A. M. **Tese de Doutorado**. Sistema de Suporte a Decisão para o Planejamento e a Programação da Operação de Sistemas de Energia Elétrica. Campinas, SP: UNICAMP, p. 93-184, 2003.