

Análise de riscos socioeconômicos e ambientais do Complexo Hidrelétrico de Belo Monte

Wilson Cabral de Sousa Júnior (ITA)
Professor – Depto Recursos Hídricos e Saneamento Ambiental
wilson@ita.br

John Reid (CSF)
Diretor Executivo
john@conservation-strategy.org

Resumo

Este trabalho apresenta uma análise de riscos socioeconômicos e ambientais associados à construção do Complexo Hidrelétrico de Belo Monte, no rio Xingu, região da Amazônia brasileira. Os cenários de risco avaliados são baseados nos números oficiais do empreendimento, bem como em estimativas de custos sociais para alguns dos principais impactos. Para a análise de viabilidade, preliminar à avaliação de risco, foram criados 2 cenários: i) um mais conservador, considerando que todas as condições de implementação previstas pelo projeto oficial sejam atendidas (ex.: não há atrasos nem sobrepreços para as obras); e ii) um mais realista, no qual se considera a variação de alguns itens específicos, como custo da obra, prazo de construção, capacidade de geração e preços futuros da energia. Os resultados mostraram inviabilidade com VPL – Valor Presente Líquido – variando entre 8 milhões e 7 bilhões de dólares negativos. Os custos socioambientais apurados, assumidamente subestimados, atingiram o patamar de 560 milhões de dólares. A análise de risco, considerando todos os parâmetros utilizados no estudo e os valores atualizados de custos de construção, bem como as projeções de mercado para estes custos – em patamares superiores aos valores apresentados pelos projetistas do Governo –, demonstrou que o empreendimento possui mais de 90% de probabilidade de inviabilidade. Mesmo com a redução da taxa de desconto utilizada nas análises (os estudos anteriores foram elaborados com taxa de desconto igual à dos estudos oficiais de viabilidade, de 12% ao ano, considerada elevada por alguns analistas), este perfil de inviabilidade não se reverte. Diante deste quadro, constata-se que o empreendimento não tem atratividade para o setor privado, restando ao poder público, caso insista em sua execução, o ônus pelos investimentos necessários. Tal fato resultará em aportes extraordinários, na forma de renúncia fiscal, subsídios cruzados e participação de empresas estatais e fundos de pensão cujas orientações de investimento sejam, de alguma maneira, influenciadas pelo poder executivo federal, para o processo de implantação deste grande complexo de engenharia. Este arranjo colide com as atuais demandas de transparência administrativa, bem como confronta as propostas de gestão para a implantação de grandes empreendimentos hidrelétricos preconizadas pela Comissão Mundial de Barragens, grupo formado no âmbito da Organização das Nações Unidas para endereçar as questões das externalidades geradas por tais iniciativas.

V Encontro Nacional da Anppas

4 a 7 de outubro de 2010

Florianópolis - SC – Brasil

Introdução

Num cenário de dúvidas, pressões e questionamentos, o governo federal procura viabilizar o projeto do Complexo Hidrelétrico de Belo Monte, no Rio Xingu (PA). O empreendimento, que vem sendo estudado há vários anos, passou por diversas atualizações. A mais significativa delas foi a alteração na dimensão do espelho d'água, previsto inicialmente para 1.225 km² e reduzido para cerca de 440 km², além da complementação dos estudos ambientais, hidrológicos, revisão dos orçamentos da obra, cronogramas e viabilização sócio-política.

Este trabalho procura avaliar o projeto de construção do Complexo Hidrelétrico de Belo Monte, trazendo informações sobre aspectos econômicos e considerando questões sociais e ambientais. A análise realizada procurou identificar os custos e os benefícios reais que a construção do Complexo poderia trazer, além de estabelecer cenários de risco ao investimento no projeto, incorporando aspectos não considerados nas projeções oficiais.

O complexo hidrelétrico de Belo Monte

Cerca de 40% do potencial hidrelétrico brasileiro situa-se na Bacia Hidrográfica do Amazonas. Dentre os principais afluentes da margem direita do rio Amazonas está a sub-bacia do Rio Xingu, abrangendo uma área de 509.000 km². Estima-se que cerca de 14% do potencial inventariado do país encontrem-se nesta sub-bacia (ANEEL, 2002).

Próximo a Altamira, o rio Xingu sofre uma acentuada sinuosidade, formando a chamada Volta Grande. A Volta Grande do Xingu, segundo Ab'Sáber (1996), faz parte da fall line zone (zona de linha de queda) sul amazônica, onde se situam alguns pontos favoráveis à implantação de hidrelétricas devido à existência de quedas naturais. Em um desses pontos está planejada a construção do Complexo Hidrelétrico de Belo Monte.

Em 2002, a Eletronorte emitiu uma versão atualizada do projeto, em relação ao projeto original, da década de 1980. Esta versão considerava um aproveitamento ótimo de 11.181,3 MW aliado a uma redução significativa da área do reservatório de 1.225 km² para 440 km². Naquela ocasião, estudos de Bermann (2002) contestavam a viabilidade do empreendimento, uma vez que a potência nominal só seria atingida durante três meses do ano devido à variação do regime hidrológico, gerando uma energia firme de 4.670 MW. Segundo Sousa Júnior e Leitão (2006), a construção de uma ou mais das quatro outras grandes usinas inventariadas na bacia seria necessária para a regularização da vazão do rio Xingu de forma a se atingir o nível anunciado de energia firme.

Assim, o projeto para Belo Monte é de geração de grandes blocos de energia durante os primeiros meses do ano, período no qual seria possível o armazenamento de água nos reservatórios do

V Encontro Nacional da Anppas

4 a 7 de outubro de 2010

Florianópolis - SC – Brasil

sudeste e nordeste do país, compensando as atuais lacunas de geração do sistema elétrico brasileiro. No entanto, questiona-se se o empreendimento será apenas o primeiro passo na exploração continuada do Xingu e por consequência da Amazônia (Sousa Júnior e Leitão, 2006; Sousa Júnior et al., 2006; Bermann, 2002; Santos e Andrade, 1990), o que coloca em dúvida a alegada sustentabilidade do projeto.

Localização

O projeto do Complexo Hidrelétrico de Belo Monte define sua localização na Volta Grande do rio Xingu, no Estado do Pará, região Norte do Brasil. As obras do complexo abrangem diretamente três sítios: Sítio Belo Monte, que se situa na interseção do rio Xingu e a rodovia Transamazônica, Sítio Pimental, que ocupa áreas em Vitória do Xingu e Altamira, e Sítio Bela Vista, na região intermediária entre Belo Monte e Pimental.

Caracterização da Bacia

Com uma área total de 509.000 km², a bacia do Rio Xingu apresenta grande parte de suas terras não desmatadas. A área do aproveitamento hidrelétrico, devido a sua proximidade com o centro regional de Altamira e com a BR-230 (Transamazônica), possui diversos usos que vão da pecuária extensiva ao aproveitamento agro-florestal, além de remanescentes florestais naturais.

A Figura 1 traz um mosaico de imagens do satélite Landsat 7 com a área da Volta Grande do Xingu. No centro da figura, pode-se notar a região de influência da rodovia BR-230, que passa a jusante dos barramentos.

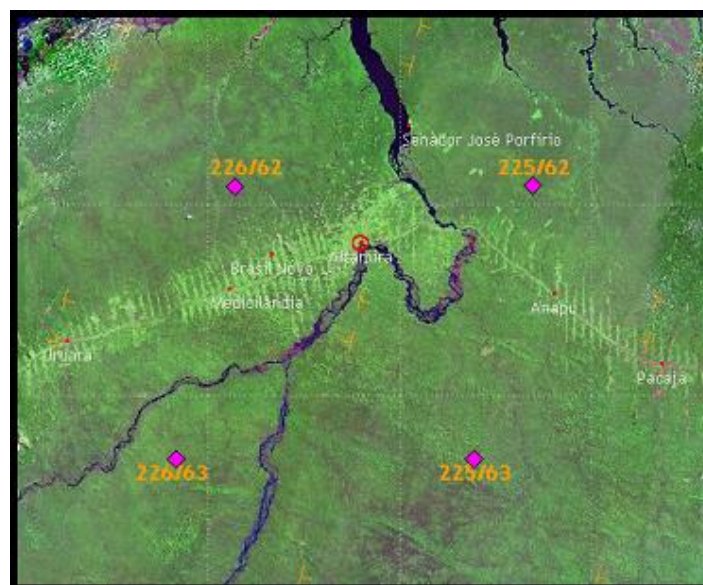


Fig. 1 – Mosaico de imagens Landsat 7 da área do empreendimento.
Fonte: Sousa Júnior et al. (2006)

V Encontro Nacional da Anppas

4 a 7 de outubro de 2010

Florianópolis - SC – Brasil

A bacia caracteriza-se por um clima quente, em regime de chuvas tropicais, caracterizando-se por um período chuvoso de janeiro a maio. Já o período de estiagem estende-se de junho a novembro. O período mais chuvoso na região do alto e do médio Xingu vai de janeiro a março. Na região de Altamira, a evapotranspiração apresenta uma variação entre 100 mm e 150 mm mensais ao longo do ano, sendo a amplitude anual em torno de 50 mm entre os meses de máxima (período seco) e mínima (período chuvoso). A precipitação registra uma média anual de 1885 mm.

Aspectos técnicos do empreendimento

A potência instalada na casa de força principal do CHE Belo Monte seria de 11.000 MW, distribuídos em vinte unidades geradoras tipo Francis de potência unitária de 550 MW. Já a usina complementar, que iria aproveitar a vazão residual, teria uma potência instalada de 181,3 MW e contaria com 7 turbinas tipo bulbo, com potência unitária de 25,9 MW. Tal arranjo garantiria energia firme (capacidade de produção constante de energia) de 4.637 MW médios na usina principal e 77 MW médios na usina complementar (Eletronorte, 2009).

A barragem formaria um reservatório com área total do espelho d'água de 440 km², sendo o nível máximo normal de operação na cota 97 m. Este reservatório seria composto por duas partes distintas: a calha do Xingu, que compreende a área da calha de inundação do rio Xingu na cota 97 m, e o reservatório dos canais, determinado pelas vazões desviadas do rio Xingu através dos canais de derivação. Esta região seria munida de um vertedouro complementar. A concepção desse empreendimento tem como base operacional uma geração a fio d'água, ou seja, a quantidade de turbinas em funcionamento dependerá basicamente das vazões naturais afluentes à casa de força, uma vez que o reservatório tem capacidade reduzida de acumulação. O projeto prevê também a construção de linhas de transmissão, porto fluvial, eclusa, além de estradas de acesso e uma ponte sobre o canal de fuga da usina.

Por outro lado, Cicogna (2004) mostra que o valor da energia firme da UHE Belo Monte trabalhando de forma isolada, ou seja, sem considerar a presença de outros empreendimentos à montante, nem a interligação com o sistema nacional, seria de apenas 1.172 MW médios. Segundo o autor, a grande variabilidade das vazões naturais, aliada à limitação pela falta de regularização promovida pelos grandes reservatórios a montante são os principais causadores desse baixo valor.

Viabilidade sócio-econômica e ambiental

A partir da identificação dos dados e informações sócio-econômicas e ambientais existentes, inclusive as levantadas nos estudos de viabilidade da Eletronorte, foi elaborada uma avaliação

V Encontro Nacional da Anppas

4 a 7 de outubro de 2010

Florianópolis - SC – Brasil

sócio-econômico-ambiental do projeto de construção da Usina Hidrelétrica de Belo Monte no rio Xingu. A avaliação foi realizada a partir de análise ampliada de custos e benefícios, conforme metodologia estabelecida pelos autores em uma avaliação anterior do mesmo empreendimento (Sousa Júnior e Reid, 2010). No caso da perspectiva da sociedade, adotada neste trabalho, procura-se avaliar o empreendimento a partir de seus custos e benefícios sociais, expandindo o universo reduzido do empreendedor e a perspectiva meramente arrecadadora do Estado. Assim, busca-se atribuir valor aos custos sociais não computados na análise privada, de forma a interiorizar estes custos, ou, ao menos, explicitá-los, deixando claro para a sociedade quem usufrui dos benefícios e quem paga (ou pagará) os custos do empreendimento.

Os custos de construção do empreendimento são controversos. O custo global estimado pela Eletronorte (2009) era de R\$7,51 bilhões, o equivalente a US\$3,16 bilhões (US\$1,00 = R\$2,38, câmbio de junho/2001). No entanto, estes valores sofreram alterações na última atualização do projeto de Belo Monte antes de seu leilão oficial: o valor atualizado apresentado pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE foi de US\$8,26 bilhões. Por outro lado, profissionais do setor de construção de grandes usinas hidrelétricas apontam valores de até US\$17 bilhões. Estas variações são consideradas na análise de risco apresentada neste trabalho.

A análise incorporou ainda as estimativas de custo de implementação das exigências ambientais associadas à concessão de licença ambiental prévia ao empreendimento, pelo Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis – IBAMA, da ordem de US\$850 milhões.

O estudo considerou as seguintes externalidades, cujos valores, obtidos de Sousa Júnior e Reid (2010), compõe o fator “CS” da Equação 1:

- Perdas na atividade pesqueira tradicional;
- Perdas na atividade de pesca ornamental;
- Custos de perdas na qualidade da água;
- Perda de atividades agropecuárias;
- Custos de emissão de dióxido de carbono (CO₂) e metano (CH₄);
- Custos de perdas de água por evaporação;
- Custos de perdas por atividades turísticas.

A Equação 1 sintetiza a análise ampliada de custos e benefícios.

V Encontro Nacional da Anppas
4 a 7 de outubro de 2010
Florianópolis - SC – Brasil

$$VPL = \sum_1^t [(B_t - C_t - CS_t)/(1 + r)^t] \quad (\text{Eq. 1})$$

em que:

VPL = Valor Presente Líquido;
B = Variáveis de Benefício;
C = Variáveis de Custos;
CS = Variáveis de Custo Social;
r = Taxa de Retorno;
t = Tempo.

No que concerne às externalidades, nem todas foram consideradas no cálculo, fato que torna a análise conservadora e aponta para uma subestimação dos valores de impacto socioambiental do empreendimento.

Dada a perspectiva econômica adotada para este análise, o benefício do projeto reside basicamente na geração de energia elétrica. O valor dessa energia é medido a partir de referências ao custo de se produzir a mesma quantidade utilizando outras fontes. Assim são realizadas as estimativas da ANEEL para a fixação dos valores contratuais de energia, os quais foram considerados na presente análise. É importante ressaltar que o sistema elétrico brasileiro atribui valores diferenciados para energia contratada pelo poder público, a qual é comercializada sob contrato regulado, e energia excedente, a qual, se existente, pode ser comercializada no mercado livre.

Para fins de análise, foram elaborados 2 cenários para o empreendimento. No primeiro cenário, foram considerados os benefícios e custos do empreendimento, sem externalidades. No segundo cenário, foram consideradas algumas externalidades relacionadas aos impactos socioambientais do projeto conforme já apresentado. Para cada cenário, calculou-se o Valor Presente Líquido (VPL) e a Taxa Interna de Retorno (TIR), para uma taxa de desconto de 10% (cabe salientar que o estudo oficial de viabilidade considerou uma taxa de desconto de 12% ao ano). Em seguida, realizou-se uma análise de risco para integrar variações contínuas em parâmetros sensíveis da análise econômica do projeto, expressando o resultado em termos de probabilidade de viabilidade.

A Tabela 1 apresenta os parâmetros da análise de viabilidade.

V Encontro Nacional da Anppas
4 a 7 de outubro de 2010
Florianópolis - SC – Brasil

Tabela 1 – Parâmetros utilizados nos cenários da análise de viabilidade

Parâmetros	Unidades	Cenário 1	Cenário 2
Energia firme - unidade principal	MW	4,318	3,996
Rendimento das turbinas	%		92
Energia firme - unidade auxiliar	MW		77
Tempo de construção	anos	5	10
Área alagada	km2	565	600
Custos de construção	US\$ milhões	8,260	16,393
Custos de O&M	US\$ milhões	641	1182
Custos de construção - transmissão	US\$ milhões	1,800	2,732
Perdas na transmissão	US\$ milhões		55
Custos de O&M da transmissão	US\$ milhões	161	244
Preço da energia (cfe leilão)	US\$/MWh		42
Preço da energia (mercado)	US\$/MWh	46	39
Custos ambientais - EIA	US\$ milhões		850
Taxa anual de desconto	%		10
Fator de carga - região Norte	%		80
Energia sob contrato	%	70	90
Energia livre	%	30	10
Tempo de análise econômica	anos		50

Resultados e discussão

A Tabela 2 apresenta os resultados da análise de viabilidade.

Tabela 2 – Resultados: análise de viabilidade para os cenários analisados

Parâmetros	Cenário 1	Cenário 2
Valor Presente Líquido - VPL (US\$)	-7.739.283,56	-6.936.010.096,19
Custos Sociais* (US\$)		565.784.458,50

Os resultados apontam a completa inviabilidade do empreendimento, considerados os parâmetros analisados.

Para uma avaliação mais realista e auxílio à tomada de decisão, foram realizadas também análises de sensibilidade e risco, a partir de variações nos dados de entrada para situações pré-definidas. Para um cenário pré-estabelecido, executou-se uma simulação (método Monte Carlo) com 13 variáveis importantes para a análise de viabilidade, sob 10.000 iterações.

A Figura 2 mostra o gráfico resultante da análise de sensibilidade.

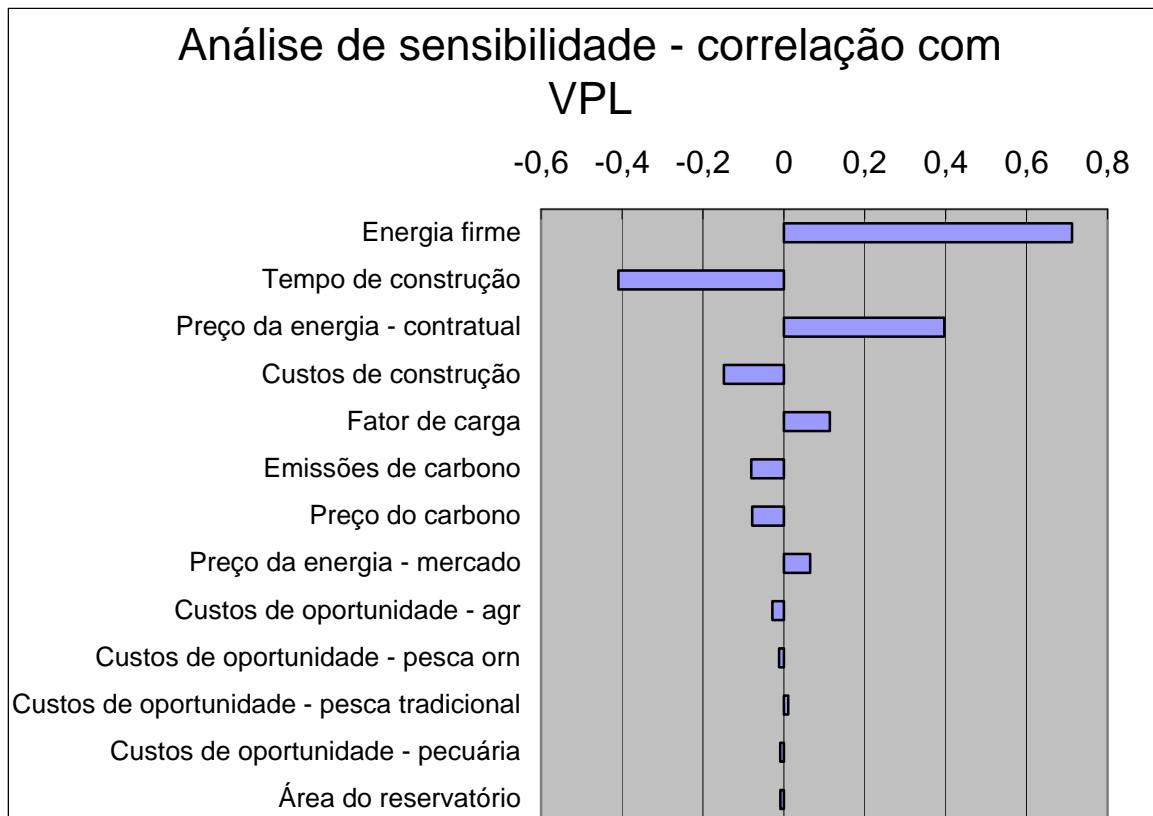


Figura 2 – Gráfico da análise de sensibilidade. Adaptado de Sousa Júnior e Reid (2010).

Como se pode visualizar na Figura 2, os fatores que mais influenciaram positivamente o VPL foram a energia firme efetiva, o preço da energia contratada, o fator de carga da região e o preço da energia no mercado livre, por ordem de influência. Os fatores que mais influenciaram negativamente o VPL foram o tempo estimado de construção e seus custos.

Os fatores ambientais de maior influência foram as emissões de carbono do reservatório, o preço do carbono no mercado e o custo de oportunidade da agricultura em áreas que serão alagadas.

A Tabela 3 apresenta os critérios da análise de risco, cujo resultado corrobora a análise de viabilidade, apontando praticamente 100% de probabilidade de inviabilidade, à luz dos critérios utilizados.

A mediana da análise de risco, valor que divide a curva de probabilidades entre a metade inferior e a metade superior, em termos de resultados da simulação, aponta para o valor de US\$3,7 bilhões negativos.

V Encontro Nacional da Anppas
4 a 7 de outubro de 2010
Florianópolis - SC – Brasil

Tabela 3 – Critérios da análise de risco

Parâmetro	Função de Distribuição (FD)	Variação e critérios da FD
Custos de oport. - agricultura	Normal	Média=US\$5,7MI, desvio=US\$570k
Custos de oport. - pecuária	Normal	Média=US\$270k, desvio=27k
Custos de oport. - pesca ornamental	Normal	Média=US\$3,2MI, desvio=320k
Custos de oport. - pesca tradicional	Normal	US\$1,36MI, desvio=136k
Emissões de carbono	Exponencial	500k - 2,7M
Preço do carbono	Exponencial	US\$10 - US\$100 - taxa 0,03
Área do lago	Gama	Loc=516, escala=20, fator forma=2
Custos de construção	Gama	Loc=US\$8,26BI, escala=1,30BI, fator forma=4
Energia firme	Extremo mínimo	Valor referência=3.996, escala=520
Fator de carga	Extremo mínimo	Valor referência=85%, escala=2%
Preço da energia - mercado livre	Extremo mínimo	Valor referência=US\$39, escala=4,7
Preço da energia - contratado	Normal	Média=US\$39, desvio=3,9
Tempo de construção	Gama	Loc=5, escala=1, fator forma=2,5

Conclusões

Do ponto de vista da oferta e demanda de energia, o país vive um equilíbrio, com fatores de carga em torno de 80% a 90% e expansão programada da oferta – por meio de novas usinas hidrelétricas e termelétricas – e suprimento garantido até 2013, mantidas as projeções oficiais de demanda. A partir de 2014, deve haver o ingresso de energia proveniente das novas usinas já em implantação no rio Madeira, garantindo atendimento de uma demanda crescente até 2020, dependendo do comportamento desta. Ou seja, se considerado o agregado de fontes alternativas de energia elétrica, somados às possibilidades de otimização do atual parque gerador e do investimento em gestão de demanda, o país poderia postergar em pelo menos 20 anos o investimento em usinas como a de Belo Monte.

A insistência na construção de Belo Monte pode gerar um ônus social de grandes proporções, seja pela incerteza dos impactos, seja pela inviabilidade econômico-ambiental do empreendimento e sua conseqüente miríade de externalidades. Neste contexto, é potencialmente danoso o ambiente criado em torno das operações para a licitação do empreendimento: a emergência alegada em função de um possível “apagão” elétrico pode implicar em análises incompletas para um investimento mais criterioso dos recursos públicos.

A consecução do projeto deveria, portanto, ser precedida de estudos que reduzam o grau de incerteza em torno de sua principais variáveis. Em especial aquelas que mais afetam a viabilidade do mesmo, quais sejam: o estado-da-arte da engenharia e os custos reais da obra, a capacidade de cumprimento do prazo inicialmente projetado, as projeções do preço da energia no mercado à luz de todas as possibilidades de suprimento de projetos em andamento e considerando o

V Encontro Nacional da Anppas

4 a 7 de outubro de 2010

Florianópolis - SC – Brasil

investimento em uso racional da energia, e o potencial de emissões de carbono pelo reservatório da usina.

As análises aqui empreendidas – especialmente as que tratam do risco econômico e social do projeto – deveriam ser consideradas no tocante à decisão de financiamento do empreendimento pelo poder público brasileiro e ou por órgãos multilaterais de fomento, à luz do que sugere a WCD. Não é interessante que o poder público fomente um projeto que pode trazer diversas externalidades socioambientais cujo ônus será suportado pela sociedade.

Referências

- AB'SABER, A.N. *Amazônia: do discurso à práxis*. São Paulo: Editora da Universidade de São Paulo, 1996.
- ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica). *Atlas de energia elétrica do Brasil*. Brasília: ANEEL, 2002.
- BERMANN, C. *O Brasil não precisa de Belo Monte*. Disponível em http://www.amazonia.org.br/opiniao/artigo_detail.cfm?id=14806. Acesso em 02 Out 2002.
- Cicogna, M. Sistema de suporte a decisão para o planejamento e a programação da operação de sistemas de energia elétrica. *Tese de Doutorado*. Engenharia Elétrica, Universidade Estadual de Campinas, UNICAMP. 2004.
- ELETRONORTE. Complexo Hidrelétrico de Belo Monte – Estudos de Viabilidade. 2009.
- SANTOS, O. A. L.; ANDRADE, M. M. L. *Hydroelectric dams on Brazil's Xingu River and indigenous peoples*. Cambridge: Cultural Survival, 1990.
- SOUSA JÚNIOR, W. C. ; LEITÃO, N. C. S. Belo Monte: energia e polêmica na Amazônia. *Ciência Hoje*. Rio de Janeiro, v. 38, n. 225, p. 20-25, 2006.
- SOUSA JÚNIOR, W. C. ; REID, J.; LEITÃO, N. C. S. *Custos e benefícios do complexo hidrelétrico de Belo Monte, uma abordagem econômico-ambiental*. 1ª ed. Brasília: IEB/CSF, 2006. v. 1. 90 p.
- SOUSA JÚNIOR, W. C.; REID, J. Uncertainties in the Amazon hydropower development: risk scenarios and environmental issues around the Belo Monte dam. *Water Alternatives*, v. 3, p. 249-268, 2010.