

| | | | | | |
|------|----------|--------------------------------|----------|--------|--------------|
| 1 | 30/04/13 | Consolidação a pedido do Ibama | DOS/MJJG | GC | MJJG |
| 00 | 14/08/09 | Emissão final | FAR | GC | OBdS/ FAR |
| REV. | DATA | NATUREZA DA REVISÃO | ELAB. | VERIF. | APROV. |



ODEBRECHT
Engenharia e Construção

DESENVIX

ENGEVIX

EMPREENDIMENTO:

USINA HIDRELÉTRICA RIACHO SECO – ESTUDO DE IMPACTO AMBIENTAL

ÁREA:

MEIO AMBIENTE

TÍTULO:

CAPÍTULO III – ALTERNATIVAS TECNOLÓGICAS E LOCACIONAIS

| | | | | | | | | | | |
|------------------------|-----|--------|----|--------|------------|------------------|---------------------------|---------|----------|----------|
| ELAB. | FAR | VERIF. | GC | APROV. | OBdS/FAR | R. TEC.: | SBN | CREA NO | 26.954-D | |
| CÓDIGO DOS DESCRITORES | | | | DATA: | 14/08/2009 | Folha: | 1 | De | 49 | |
| | | | | | | Nº DO DOCUMENTO: | 8810/00-60-RL-1000 | | REVISÃO | 1 |

APRESENTAÇÃO

Este Capítulo III apresenta as alternativas tecnológicas e locacionais da UHE Riacho Seco e do sistema de transmissão associado, e atende ao item II.2 do Termo de Referência do Ibama.

O primeiro item, Planejamento do Setor Elétrico, foi introduzido com o objetivo de contextualizar a UHE Riacho Seco dentro do planejamento do setor, de maneira a atender as demandas de energia elétrica atuais e futuras.

O segundo item traz as alternativas de geração hidrelétrica no submédio São Francisco estudadas durante a fase de inventário do potencial hidrelétrico deste trecho da bacia hidrográfica. Os vários estudos desenvolvidos permitiram comparar alternativas locacionais e de cotas de vários aproveitamentos hidrelétricos, tanto no que diz respeito aos impactos socioambientais quanto aos aspectos energéticos e econômicos. A UHE Riacho Seco ainda foi estudada em três alternativas de cotas de operação e três alternativas de arranjo. Neste item também é apresentada a alternativa de não execução do empreendimento.

Por último, são apresentadas as alternativas de traçado do sistema de transmissão. A grande proximidade do empreendimento com uma linha de transmissão existente – menos de 11 km – permitiu a avaliação de um único corredor, embora com duas alternativas de traçado.

Lista de figuras

| | |
|---|----|
| Figura 2.1 Etapas de implantação de empreendimentos de geração hidrelétrica | 12 |
| Figura 2.2 Alternativa de divisão de queda nº 1 | 18 |
| Figura 2.3 Alternativa de divisão de queda nº 2 | 19 |
| Figura 2.4 Alternativa de divisão de queda nº 3 | 20 |
| Figura 2.5 Alternativa de divisão de queda nº 4 | 21 |
| Figura 2.6 Alternativa de divisão de queda nº 5 | 22 |
| Figura 2.7 Alternativa de divisão de queda nº 6 | 23 |
| Figura 2.8 Alternativa I de arranjo da UHE Riacho Seco..... | 41 |
| Figura 2.9 Alternativa II de arranjo da UHE Riacho Seco..... | 42 |
| Figura 2.10 Alternativa III de arranjo da UHE Riacho Seco..... | 42 |
| Figura 3.1 Diagrama unifilar da interligação da UHE Riacho Seco | 46 |
| Figura 3.2 Alternativas de traçado da linha de transmissão | 48 |

Lista de quadros

| | |
|---|----|
| Quadro 2.1 Dados energéticos e do reservatório para cada nível d'água avaliado | 39 |
| Quadro 2.2 Comparativo de custos básicos entre as alternativas..... | 44 |
| Quadro 2.3 Evolução dos estudos de alternativas no trecho entre Sobradinho e Itaparica..... | 45 |
| Quadro 3.1 Coordenadas dos vértices das alternativas | 47 |
| Quadro 3.2 Extensão total das alternativas..... | 47 |
| Quadro 3.3 Distâncias entre os vértices das alternativas | 47 |

Lista de tabelas

| | |
|--|----|
| Tabela 1.1 Consumo de energia elétrica por classe e subsistema..... | 8 |
| Tabela 1.2 Matriz energética brasileira..... | 9 |
| Tabela 1.3 Empreendimentos de geração outorgados | 11 |
| Tabela 2.1 Alternativas com quedas médias selecionadas nos estudos de 1986 | 13 |
| Tabela 2.2 Alternativas com quedas baixas selecionadas nos estudos de 1987 | 14 |
| Tabela 2.3 Alternativas selecionadas no estudo de 1992 | 14 |
| Tabela 2.4 Alternativas de divisão de queda estudadas em 2003..... | 17 |
| Tabela 2.5 Índices ambientais da avaliação de impactos por alternativa | 32 |

| | |
|---|----|
| Tabela 2.6 Índices custo benefício dos aproveitamentos | 34 |
| Tabela 2.7 Índices ambientais (IA) e índices custo-benefício (ICB) das alternativas | 35 |
| Tabela 2.8 Resumo da contagem de edificações quanto a localização | 38 |
| Tabela 2.9 Contagem das edificações nas cidades | 39 |

SUMÁRIO

| | |
|---|-----------|
| CAPÍTULO III - ALTERNATIVAS TECNOLÓGICAS E LOCACIONAIS | 7 |
| 1 PLANEJAMENTO DO SETOR ELÉTRICO | 7 |
| 1.1 Considerações iniciais..... | 7 |
| 1.2 Mercado de energia elétrica | 7 |
| 1.3 A matriz de energia elétrica brasileira | 9 |
| 1.4 Planejamento de expansão da geração de energia elétrica | 10 |
| 2 ALTERNATIVAS DE GERAÇÃO HIDRELÉTRICA NO SUBMÉDIO SÃO FRANCISCO | 11 |
| 2.1 Considerações iniciais..... | 11 |
| 2.2 Estudos anteriores a 2000 | 12 |
| 2.3 Revisão do inventário hidrelétrico..... | 14 |
| 2.3.1 Alternativas estudadas | 14 |
| 2.3.2 Metodologia geral de avaliação e seleção de alternativa | 24 |
| 2.3.3 Avaliação dos impactos ambientais..... | 25 |
| 2.3.4 Análise econômico-energética..... | 33 |
| 2.3.5 Comparação e seleção da alternativa | 34 |
| 2.4 Alternativas de cota da UHE Riacho Seco | 36 |
| 2.4.1 Considerações iniciais | 36 |
| 2.4.2 Metodologia | 36 |
| 2.4.3 Resultados..... | 37 |
| 2.5 Alternativas de arranjo da UHE Riacho Seco..... | 39 |
| 2.5.1 Generalidades e premissas | 39 |
| 2.5.2 Alternativas de arranjo..... | 40 |
| 2.5.3 Comparação e seleção da alternativa de arranjo | 43 |
| 2.6 Alternativa de não execução do empreendimento | 44 |
| 2.7 Considerações finais..... | 45 |
| 3 ALTERNATIVAS DE TRAÇADO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO..... | 46 |
| 3.1 Considerações Iniciais..... | 46 |
| 3.2 Apresentação das alternativas de traçado..... | 47 |

| | |
|---|-----------|
| 3.3 Características específicas das alternativas de traçado..... | 49 |
| 4 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS | 49 |

CAPÍTULO III - ALTERNATIVAS TECNOLÓGICAS E LOCACIONAIS

1 PLANEJAMENTO DO SETOR ELÉTRICO

1.1 Considerações iniciais

O aumento da população e o crescimento da economia demandam, a cada dia, mais energia elétrica. Portanto a expansão do parque gerador do Brasil ou a importação de energia devem ser constantemente reavaliadas pelos setores governamentais competentes face às novas demandas do mercado. Muito embora não esteja no escopo do EIA avaliar os impactos da matriz de energia elétrica brasileira e do planejamento da expansão do setor, serão reproduzidos ao longo deste item dados do Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica 2006-2015 (BRASIL, 2006), e do Banco de Informações de Geração, da Agência Nacional de Energia Elétrica – Aneel¹. O objetivo, portanto é apenas contextualizar a Usina Hidrelétrica (UHE) Riacho Seco dentro do planejamento energético brasileiro.

Segundo o Plano Decenal, o mercado de energia elétrica aumentará 5,1 % ao ano no decênio 2006-2015, considerando um cenário de referência. Para atender a esse mercado, será necessária a instalação de cerca de 40 GW, em grande parte de hidrelétricas.

1.2 Mercado de energia elétrica

Com o objetivo de subsidiar o planejamento decenal da expansão do parque elétrico nacional, o Plano Decenal considerou estudos de mercado para o decênio 2006-2015. O ponto de partida dos estudos do mercado de energia elétrica, dada a forte inter-relação entre a demanda por eletricidade e o desempenho da economia, é a construção de cenários macroeconômicos e a quantificação de correspondentes trajetórias plausíveis para o crescimento da economia. Além disso, são elaboradas também projeções de crescimento da população e aumento do número de domicílios, bem como cenários para os grandes consumidores industriais de energia elétrica, para a autoprodução e para a conservação de energia.

Tendo como base os cenários macroeconômicos, definiram-se três trajetórias plausíveis para a evolução da economia brasileira: trajetória de referência, trajetória de crescimento alto e trajetória de crescimento baixo. A trajetória de referência é considerada a mais provável e foi adotada como base para os estudos do planejamento decenal da expansão do sistema elétrico. Considera uma taxa de crescimento do PIB de 4% até 2011 e de 4,5 % de 2012 a 2015. As trajetórias de crescimento alto (crescimento do PIB de 4,5% até 2011 e de 6% de 2012 a 2015) e baixo (crescimento de 3% até 2011 e de 3,5% de 2012 a 2015) têm por finalidade a realização de estudos de sensibilidade. Portanto, o que será apresentado adiante são dados referentes à trajetória de referência.

¹ <http://www.aneel.gov.br> – Banco de Informações de Geração, consultado em 6/5/2009.

Considerando a projeção para o período 2005-2015, o consumo de energia elétrica demandado do setor elétrico aumentará de 346,1 TWh em 2005 para 566,8 TWh em 2015, com um crescimento estimado de 5,1% ao ano no horizonte decenal. Um ano de especial interesse será o de 2010, em razão dos leilões de energia nova que serão realizados, dedicados à expansão da oferta no novo arranjo institucional do setor elétrico, cuja meta atinge 443,5 TWh. Incluindo a autoprodução clássica², o Plano Decenal estima que o consumo de energia elétrica no país em 2015 atinja 617,7 TWh, com uma taxa média de crescimento de 5,2% ao ano.

Quando discriminado por classe, o consumo comercial é o que apresenta o maior crescimento no horizonte de projeção, seguido pelo consumo residencial (Tabela 1.1). As projeções do consumo por subsistema elétrico crescem a taxas mais elevadas nos Sistemas Isolados e no Subsistema Interligado Norte. O Subsistema Nordeste, onde se localiza a UHE Riacho Seco, apresenta uma projeção de crescimento de 5,1% ao ano, ligeiramente superior à média nacional, e os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul crescem a taxas inferiores a essa média: 4,8% e 4,6%, respectivamente.

Tabela 1.1
Consumo de energia elétrica por classe e subsistema

| Discriminação | Consumo (TWh) ⁽¹⁾ | | | Variação (% ao ano) |
|------------------------------------|------------------------------|--------------|--------------|------------------------|
| | 2005 | 2010 | 2015 | 2005-2015 |
| Classe | | | | |
| Residencial | 82,3 | 109,2 | 142,5 | 5,6 |
| Industrial | 161,1 | 198,4 | 244,7 | 4,3 |
| Comercial | 52,9 | 73,4 | 101,9 | 6,8 |
| Outras | 49,8 | 62,6 | 77,8 | 4,6 |
| Total | 346,1 | 443,6 | 566,9 | 5,1 |
| Subsistema | | | | |
| Norte | 23,5 | 30,7 | 45,5 | 6,8 |
| Nordeste | 47,5 | 61,2 | 78,1 | 5,1 |
| Sudeste | 209,1 | 266,8 | 335,1 | 4,8 |
| Sul | 58,8 | 73,9 | 92,2 | 4,6 |
| <i>Subtotal SIN</i> ⁽²⁾ | 338,9 | 432,6 | 550,9 | 5,0 |
| Isolado | 7,2 | 10,9 | 16,0 | 8,3 |
| Total | 346,1 | 443,5 | 566,9 | 5,1 |

Fonte: Brasil (2006)

Notas: ⁽¹⁾ Mercado atendido pelo sistema elétrico. Não inclui autoprodução clássica; ⁽²⁾ Sistema Interligado Nacional

² Geração de energia elétrica para suprimento, no próprio local, da unidade consumidora, sem a utilização da rede elétrica de transmissão/distribuição.

1.3 A matriz de energia elétrica brasileira

Segundo o Banco de Informações de Geração da Aneel, a matriz de energia elétrica brasileira possui mais de 2.000 empreendimentos em operação com capacidade instalada acima de 100.000 MW (Tabela 1.2). Outros cerca de 8.000 MW são importados de países vizinhos, principalmente do Paraguai e da Argentina.

Tabela 1.2
Matriz energética brasileira

| Tipo | N.º de Usinas | (kW) | % |
|----------------|----------------|--------------------|--------------|
| Hidro | 787 | 77.724.549 | 69,5 |
| Gás | Natural | 89 | 10.598.502 |
| | Processo | 31 | 1.244.483 |
| Petróleo | Óleo Diesel | 762 | 3.715.894 |
| | Óleo Residual | 20 | 1.265.194 |
| Biomassa | Bagaço de Cana | 268 | 3.832.278 |
| | Licor Negro | 14 | 1.023.798 |
| | Madeira | 32 | 265.017 |
| | Biogás | 8 | 41.874 |
| | Casca de Arroz | 7 | 31.408 |
| Nuclear | 2 | 2.007.000 | 1,8 |
| Carvão mineral | 8 | 1.455.104 | 1,3 |
| Eólica | 33 | 414.480 | 0,4 |
| Importação | | 8.170.000 | 7,3 |
| Total | 2061 | 111.789.581 | 100,0 |

Fonte: modificado do Banco de Informações de Geração da Aneel (<http://www.aneel.gov.br> - consulta em 6/5/2009)

Pode-se verificar pela tabela acima que a capacidade instalada do País é predominantemente de empreendimentos que utilizam fonte hidráulica, embora essa proporção venha caindo nos últimos anos em detrimento das termelétricas. Dos empreendimentos hidrelétricos, 159 são usinas hidrelétricas – UHEs de grande e médio porte, que representam 72,3% da potência instalada³. As 338 pequenas centrais hidrelétricas – PCHs contribuem com 2,6% e as 290 centrais geradoras hidrelétricas – CGHs, com 0,2%.

Pouco mais de 22% da matriz elétrica brasileira advém de usinas termelétricas movidas a gás (10,6 %), petróleo (4,5%), biomassa (4,7%) e carvão mineral (1,3%). Cerca de 2,0 % da capacidade instalada são de duas usinas nucleares. Uma parcela muito pequena dos empreendimentos em operação (0,4 % da matriz) é representada por usinas eolielétricas, com pouco mais de 410 MW instalados.

³ Nesta conta não é considerada a energia importada, mas a capacidade instalada dos empreendimentos em operação.

1.4 Planejamento de expansão da geração de energia elétrica

O objetivo do planejamento da expansão da geração (BRASIL, 2006) é apresentar uma configuração de referência para implementação de novas instalações de geração e transmissão necessárias para atender às projeções do mercado. Os critérios adotados devem garantir o suprimento, de forma ambientalmente sustentável, e minimizando os custos totais esperados compostos pelos investimentos, inclusive custos socioambientais, e pelos custos de operação.

Está prevista a interligação de dois sistemas isolados: Acre-Rondônia, passando a compor o subsistema Sudeste/ Centro-Oeste, a partir de janeiro/2008 e o sistema Manaus-Macapá, compondo o subsistema Norte, a partir de janeiro/2012. A interligação elétrica entre os subsistemas possibilita intercâmbios de energia com característica sazonal, permitindo uma maior exploração da diversidade hidrológica entre as regiões a partir da operação integrada, proporcionando ganhos sinérgicos e aumentando a confiabilidade da operação do sistema.

O Plano Decenal (BRASIL, 2006) apresenta informações sobre as fontes de geração que poderão assumir papel relevante no desenvolvimento do parque gerador até 2015. São elas:

- hidrelétricas de médio e grande portes;
- termelétrica a biomassa;
- termelétrica a carvão mineral;
- pequenas centrais hidrelétricas;
- termelétrica a gás natural;
- energia eólica; e
- repotencialização e modernização das usinas existentes.

Ainda segundo o Plano Decenal, o programa de referência de geração no horizonte decenal contempla uma expansão hidrelétrica de aproximadamente 31 GW e uma expansão térmica de cerca de 10 GW. Embora a participação das hidrelétricas na matriz de energia elétrica permaneça acima de 70% até 2015, prevê-se um aumento de 7% na participação, entre as térmicas, daquelas que utilizam a biomassa. Também vale destacar que, dentre os empreendimentos outorgados entre 1998 e 2009 e que não iniciaram sua construção (Tabela 1.3), há uma expressiva participação das usinas térmicas (49% da potência outorgada) e hidrelétricas (33%).

Tabela 1.3
Empreendimentos de geração outorgados

| Tipo | N.º de Usinas | Potência (kW) | % |
|---------------------------------------|---------------|-------------------|--------------|
| Central Geradora Hidrelétrica – CGH | 72 | 48.613 | 0,2 |
| Pequena Central Hidrelétrica – PCH | 163 | 2.220.741 | 8,4 |
| Usina Hidrelétrica de Energia – UHE | 13 | 8.790.000 | 33,2 |
| Usina Termelétrica de Energia – UTE | 173 | 13.062.910 | 49,3 |
| Central Geradora Eolielétrica – EOL | 50 | 2.388.173 | 9,0 |
| Central Geradora Solar Voltaica – SOL | 1 | 5.000 | 0,0 |
| Central Geradora Undi-Elétrica – CGU | 1 | 50 | 0,0 |
| Total | 473 | 26.515.487 | 100,0 |

Fonte: Banco de Informações de Geração da Aneel (<http://www.aneel.gov.br> - consulta em 6/5/2009)

A expansão do parque gerador de usinas termonucleares, apesar de não estar contemplado no Plano Decenal, tem ganhado destaque com a retomada do planejamento de Angra III, prevista com capacidade instalada de 1.350 MW

A UHE Riacho Seco, prevista no Plano Decenal para entrar em operação em 2012, irá contribuir com 240 MW, ou 0,6%, para o aumento da capacidade instalada no decênio 2005-2015.

2 ALTERNATIVAS DE GERAÇÃO HIDRELÉTRICA NO SUBMÉDIO SÃO FRANCISCO

2.1 Considerações iniciais

Os estudos de aproveitamento hidrelétrico do submédio São Francisco tiveram início na década de 1960, sob a responsabilidade do Comitê de Estudos Energéticos do Nordeste, e se estenderam de forma intermitente até 1992.

O presente EIA parte de um aproveitamento hidrelétrico selecionado a partir dos vários aproveitamentos existentes em uma bacia hidrográfica, ou de parte dela, aprovados na fase de inventário hidrelétrico⁴. Esta fase é de fundamental importância, pois é a etapa de planejamento inicial da utilização dos recursos hídricos de uma bacia para fins de geração elétrica. A Figura 2.1 ilustra as etapas dos estudos de engenharia e dos estudos ambientais, representando a atual fase em que se encontram os estudos da UHE Riacho Seco.

⁴ O Inventário Hidrelétrico do Rio São Francisco – Trecho Entre Sobradinho e Itaparica foi aprovado pela Aneel por meio do Despacho nº 718, de 06/10/2003.

hidrelétrico do trecho entre essas usinas, indicando possibilidades de aproveitamentos com queda média e com quedas baixas.

Os estudos realizados para quedas médias, até 34 metros, resultaram em impactos ambientais consideráveis, com áreas inundadas variando entre 1.089 e 1.691 km², e um custo de geração entre 31 e 38 US\$/MWh, a preços de Junho de 1986. Os aproveitamentos energéticos, neste caso, teriam uma potência instalada variando entre 1.756 e 1.760 MW nas três alternativas selecionadas (Tabela 2.1).

Tabela 2.1
Alternativas com quedas médias selecionadas nos estudos de 1986

| Alternativa | Aproveitamento hidrelétrico | Nível do reservatório (m) | Queda (m) | Área inundada (km ²) | Potência instalada (MW) | Área total inundada da alternativa (km ²) | Potência instalada da alternativa (MW) |
|-------------|-----------------------------|---------------------------|-----------|----------------------------------|-------------------------|---|--|
| 1 | Orocó | 359,0 | 20,0 | 559 | 640 | 1.089 | 1.760 |
| | Ibó | 339,0 | 27,0 | 475 | 864 | | |
| | Belém | 312,0 | 8,9 | 55 | 256 | | |
| 3 | Pedra Branca | 359,0 | 34,0 | 1.353 | 1.088 | 1.691 | 1.760 |
| | Belém | 325,0 | 21,9 | 338 | 672 | | |
| 5 | Caraíbas | 359,0 | 25,0 | 726 | 800 | 1.089 | 1.756 |
| | Ibó | 334,0 | 22,0 | 308 | 700 | | |
| | Belém | 312,0 | 8,9 | 55 | 256 | | |

Fonte: Chesf (1999).

Os estudos realizados para os aproveitamentos com quedas baixas utilizaram as tecnologias de turbinas do tipo Bulbo ou do tipo Kaplan, indicadas para essa situação. Os resultados mostraram uma considerável redução dos impactos ambientais, com uma diminuição da área inundada para valores entre 590 e 685 km². Entretanto, o custo de geração, conforme critério energético-econômico, cresce para valores entre 49,3 a 53,2 US\$/MWh, em se utilizando turbinas do tipo Bulbo, e entre 53,7 e 59,5 US\$/MWh, considerando turbinas do tipo Kaplan. A potência instalada, neste caso, ficaria entre 1.424 e 1.584 MW, nas quatro alternativas selecionadas (Tabela 2.2).

Posteriormente, em 1992, a Chesf realizou novos estudos que sugeriram outros conjuntos de alternativas, porém sem a criação de novos eixos de barramento. Nesses estudos, após avaliações "in loco", com participação da equipe da área ambiental da Chesf, é informado que a melhor divisão de queda sob o ponto de vista socioambiental é a denominada 2M, que corresponde a uma variante da Alternativa 3 dos estudos de quedas baixas realizados anteriormente, e que desconsideraram o aproveitamento Orocó (cota 350,00 m). Outra alternativa selecionada nestes estudos foi a denominada 2A, com Pedra Branca no nível 350 metros, que privilegiava a geração, embora sendo de grande impacto ambiental. A Tabela 2.3 mostra os aproveitamentos previstos nessas duas alternativas.

Tabela 2.2
Alternativas com quedas baixas selecionadas nos estudos de 1987

| Alternativa | Aproveitamento hidrelétrico | Nível do reservatório (m) | Queda (m) | Área inundada (km ²) | Potência Instalada (MW) | Área total inundada da alternativa (km ²) | Potência instalada da alternativa (MW) |
|-------------|-----------------------------|---------------------------|-----------|----------------------------------|-------------------------|---|--|
| 3 | Itamotinga | 359,0 | 9,0 | 180 | 288 | 685 | 1.584 |
| | Orocó | 350,0 | 10,4 | 150 | 333 | | |
| | Pedra Branca | 339,6 | 15,2 | 185 | 486 | | |
| | Belém | 318,0 | 14,9 | 165 | 477 | | |
| 3A | Itamotinga | 359,0 | 9,0 | 180 | 288 | 591 | 1.424 |
| | Orocó | 350,0 | 10,4 | 155 | 333 | | |
| | Pedra Branca | 339,6 | 15,2 | 186 | 486 | | |
| | Belém | 313,0 | 9,9 | 70 | 317 | | |
| 4 | Itamotinga | 359,0 | 9,0 | 180 | 288 | 685 | 1.584 |
| | Caraíbas | 350,0 | 16,6 | 260 | 531 | | |
| | Pedra Branca | 333,4 | 9,0 | 80 | 288 | | |
| | Belém | 318,0 | 14,9 | 165 | 477 | | |
| 4A | Itamotinga | 359,0 | 9,0 | 180 | 288 | 590 | 1.424 |
| | Caraíbas | 350,0 | 16,6 | 260 | 531 | | |
| | Pedra Branca | 333,4 | 9,0 | 80 | 288 | | |
| | Belém | 313,0 | 9,9 | 70 | 317 | | |

Fonte: Chesf (1999).

Tabela 2.3
Alternativas selecionadas no estudo de 1992

| Alternativa | Aproveitamento hidrelétrico | Nível do reservatório (m) | Queda (m) | Área inundada (km ²) | Potência Instalada (MW) | Área total inundada da alternativa (km ²) | Potência instalada da alternativa (MW) |
|-------------|-----------------------------|---------------------------|-----------|----------------------------------|-------------------------|---|--|
| 2M | Itamotinga | 359,0 | 9,0 | 180 | 288 | 530 | 1.251 |
| | Pedra Branca | 339,6 | 15,2 | 185 | 486 | | |
| | Belém | 318,0 | 14,9 | 165 | 477 | | |
| 2A | Itamotinga | 359,0 | 9,0 | 180 | 288 | 905 | 1.533 |
| | Pedra Branca | 350,0 | 25,6 | 560 | 768 | | |
| | Belém | 318,0 | 14,9 | 165 | 477 | | |

Fonte: Chesf (1999).

2.3 Revisão do inventário hidrelétrico

2.3.1 Alternativas estudadas

Decorridos quase dez anos dos estudos realizados pela Chesf, as alternativas de utilização do potencial hidrelétrico no trecho entre a barragem de Sobradinho e o reservatório de Itaparica foram revisadas em 2003 (ENGEVIX, 2003). Essa revisão foi

motivada pelas crescentes exigências ambientais e pela nova edição do Manual de Inventário Hidrelétrico de Bacias Hidrográficas (ELETROBRAS, 1997), que passa a considerar as variáveis ambientais na seleção de alternativas. Pelo despacho nº 718 de 06/10/2003, a Agência Nacional de Energia Elétrica – Aneel aprovou o inventário. Os principais resultados desse estudo, que possuem interfaces com os estudos ambientais, são relatados a seguir.

Em um primeiro momento, foram definidos os locais possíveis para a implantação dos barramentos dos aproveitamentos hidrelétricos. Além das condicionantes geológicas e geotécnicas, a escolha dos eixos barráveis se baseou também em duas outras condicionantes que merecem destaque. A existência de ombreiras e as interferências com vilas, cidades e de Terra Indígena.

A região onde se realizou o estudo se caracteriza por ser muito plana e o vale do rio São Francisco, muito aberto, não apresenta condições ideais de ombreiras para a construção das barragens, o que limitou o número de eixos barráveis a apenas cinco locais, denominados a seguir, no sentido de montante para jusante:

- Itamotinga;
- Riacho Seco;
- Orocó;
- Pedra Branca; e
- Belém.

A posição exata dos eixos das barragens foi reavaliada e, na maioria dos casos, deslocada para montante de maneira a minimizar a interferência direta em algumas nucleações e na Terra Indígena Truká. Esse critério foi considerado para o eixo da UHE Itamotinga, locado a montante da vila de Vermelho (Lagoa Grande/PE), para o eixo de Riacho Seco, em relação à vila do mesmo nome (município de Curaçá/BA), para o eixo de Pedra Branca, em relação à Terra Indígena Truká, e para o eixo de Belém em relação à cidade de Abaré/BA.

Em relação aos níveis d'água dos reservatórios, deparou-se com a seguinte situação: níveis mais elevados, com custos-índices mais atrativos, causavam maior inundação de cidades, povoados ou assentamentos, portanto, com maior impacto socioeconômico.

Assim, diante disso, as alternativas foram concebidas procurando-se minimizar as interferências com:

- o arquipélago de Assunção, onde se localiza a Terra Indígena Truká, o que levou ao rebaixamento da cota do reservatório de Belém ao mínimo considerado possível pela engenharia;
- as cidades maiores como Petrolina, Juazeiro, Santa Maria da Boa Vista, Curaçá e Cabrobó.

Dessa maneira, foram então propostas as seis alternativas de divisão da queda entre Sobradinho e Itaparica, apresentadas na Tabela 2.4 e Figura 2.2 à Figura 2.7. As cinco

primeiras alternativas contêm os aproveitamentos de Itamotinga e Belém, com variações na composição dos aproveitamentos do trecho médio – Riacho Seco, Orocó e Pedra Branca – e a cota do reservatório de Pedra Branca – que foi estudada em três alturas diferentes, com o objetivo de minimizar os impactos sobre a cidade de Orocó/PE.

O componente ambiental levou à definição da sexta alternativa. A proximidade da UHE Itamotinga do pólo Petrolina/Juazeiro, com impactos socioeconômicos altos, bem como a inundação de algumas ilhas da Terra Indígena Truká pelo AHE Belém, levou ao estudo de uma alternativa, variante da primeira, sem a presença desses dois aproveitamentos.

A Tabela 2.4 mostra, além das informações sobre os empreendimentos, alguns macroindicadores de impacto, tais como:

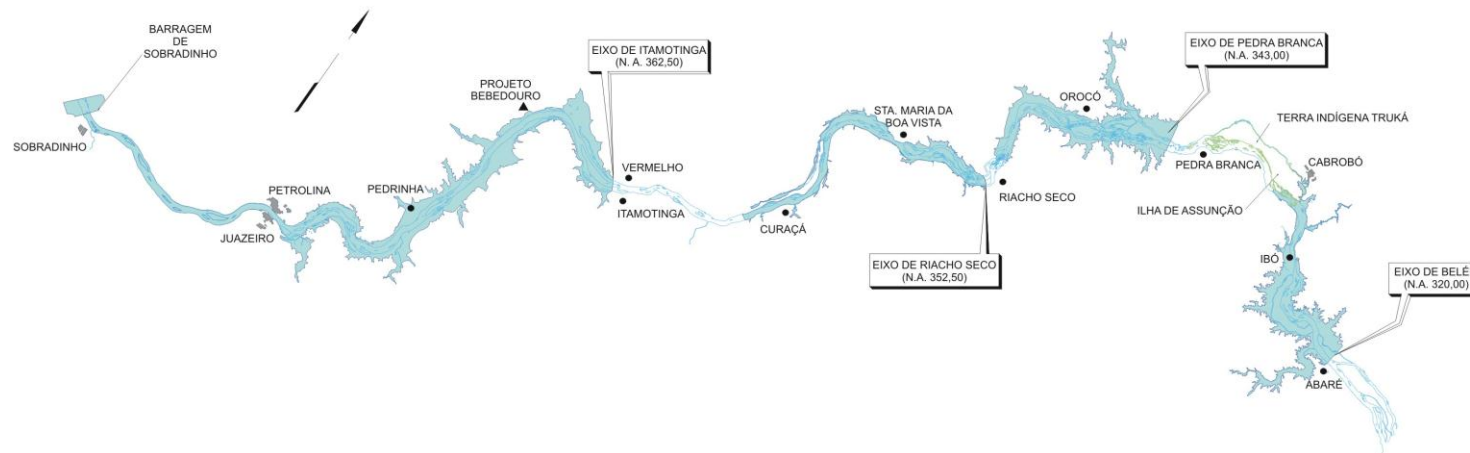
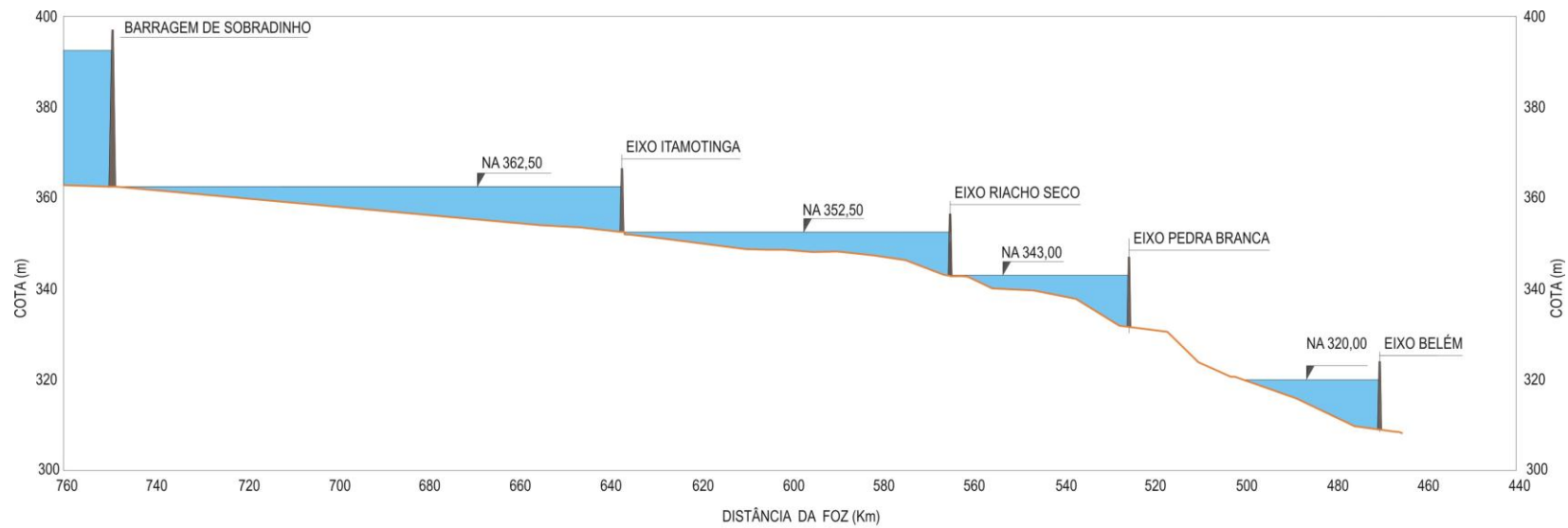
- área inundada, obtida na cartografia utilizada à época dos estudos de inventário, na escala de 1:25.000;
- população afetada pelo reservatório, estimada à época com base em trabalhos de campo, associados aos dados obtidos na cartografia e aos dados do IBGE, por setores censitários;
- quantidade relativa do São Francisco que permaneceria como rio, e não como reservatório.

Tabela 2.4
Alternativas de divisão de queda estudadas em 2003

| Alternativa | Aproveitamento | Altura da barragem (m) | Potência instalada (MW) (1) | Área inundada (km ²) | População afetada (hab.) (2) | Potência instalada total (MW) | Área inundada total (km ²) | Área inundada / MW instalado (km ² /MW) | População afetada total (hab.) | População afetada / MW instalado (hab./MW) | Trecho de rio livre (%) (3) |
|-------------|--------------------|------------------------|-----------------------------|----------------------------------|------------------------------|-------------------------------|--|--|--------------------------------|--|-----------------------------|
| 1 | Itamotinga 362,5m | 9,4 | 355 | 196,6 | 7.900 | 1.445 | 491,7 | 0,34 | 23.800 | 16,5 | 20 |
| | Riacho Seco 352,5m | 8,5 | 320 | 86,6 | 5.800 | | | | | | |
| | Pedra Branca 343m | 11,2 | 421 | 84,2 | 5.400 | | | | | | |
| | Belém 320m | 9,3 | 349 | 124,3 | 4.700 | | | | | | |
| 2 | Itamotinga 362,5m | 9,4 | 355 | 196,6 | 7.900 | 1.389 | 520,3 | 0,37 | 27.600 | 19,9 | 22 |
| | Pedra Branca 350m | 18,2 | 685 | 199,4 | 15.000 | | | | | | |
| | Belém 320m | 9,3 | 349 | 124,3 | 4.700 | | | | | | |
| 3 | Itamotinga 362,5m | 9,4 | 355 | 196,6 | 7.900 | 1.125 | 405,1 | 0,36 | 18.000 | 16,0 | 40 |
| | Pedra Branca 343m | 11,2 | 421 | 84,2 | 5.400 | | | | | | |
| | Belém 320m | 9,3 | 349 | 124,3 | 4.700 | | | | | | |
| 4 | Itamotinga 362,5m | 9,4 | 355 | 196,6 | 7.900 | 1.118 | 426,0 | 0,38 | 18.900 | 16,9 | 27 |
| | Orocó 350m | 11,0 | 414 | 105,1 | 6.300 | | | | | | |
| | Belém 320m | 9,3 | 349 | 124,3 | 4.700 | | | | | | |
| 5 | Itamotinga 362,5m | 9,4 | 355 | 196,6 | 7.900 | 1.332 | 472,6 | 0,35 | 20.600 | 15,4 | 20 |
| | Riacho Seco 352,5m | 8,5 | 320 | 86,6 | 5.800 | | | | | | |
| | Pedra Branca 340m | 8,2 | 308 | 65,1 | 2.100 | | | | | | |
| | Belém 320m | 9,3 | 349 | 124,3 | 4.700 | | | | | | |
| 6 | Riacho Seco 352,5m | 8,5 | 320 | 86,6 | 5.800 | 741 | 170,8 | 0,23 | 11.200 | 15,1 | 69 |
| | Pedra Branca 343m | 11,2 | 421 | 84,2 | 5.400 | | | | | | |

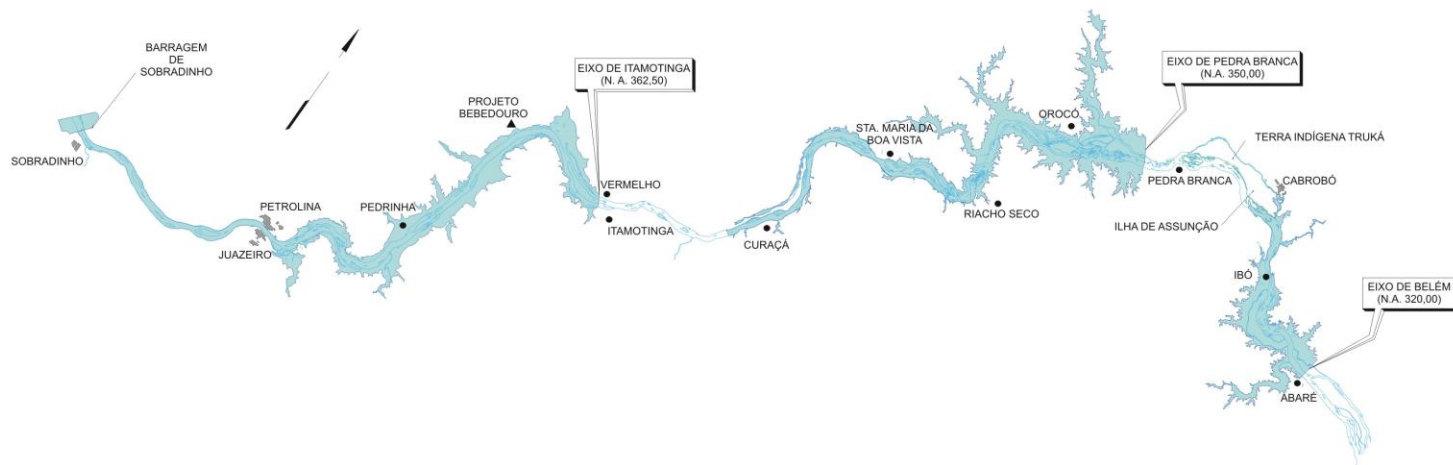
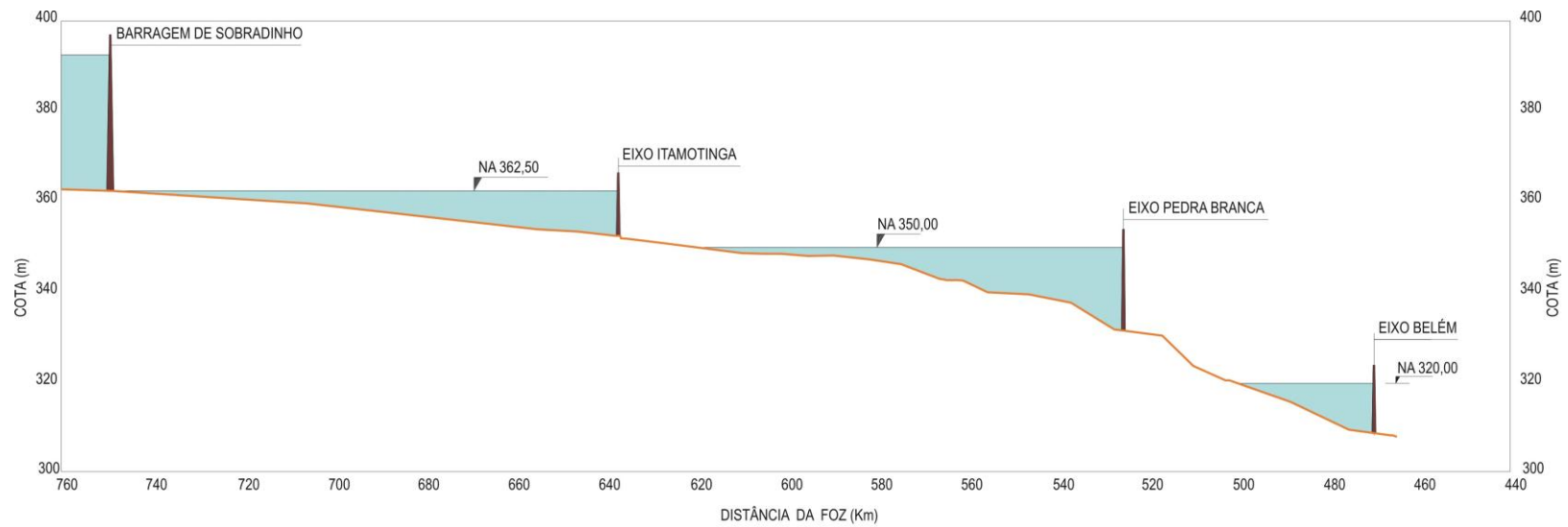
Fonte: modificado de Engevix (2003).

Notas: (1) Complementações exigidas pela Aneel levaram a ajustes no fator de capacidade e redução das potências das usinas de Riacho Seco e Pedra Branca 343m para, respectivamente, 240 MW e 320 MW; (2) Valores arredondados para centenas de pessoas; (3) Extensão do rio sem aproveitamento hidrelétrico em relação ao trecho de cerca de 300 km entre a barragem de Sobradinho e o reservatório de Itaparica.



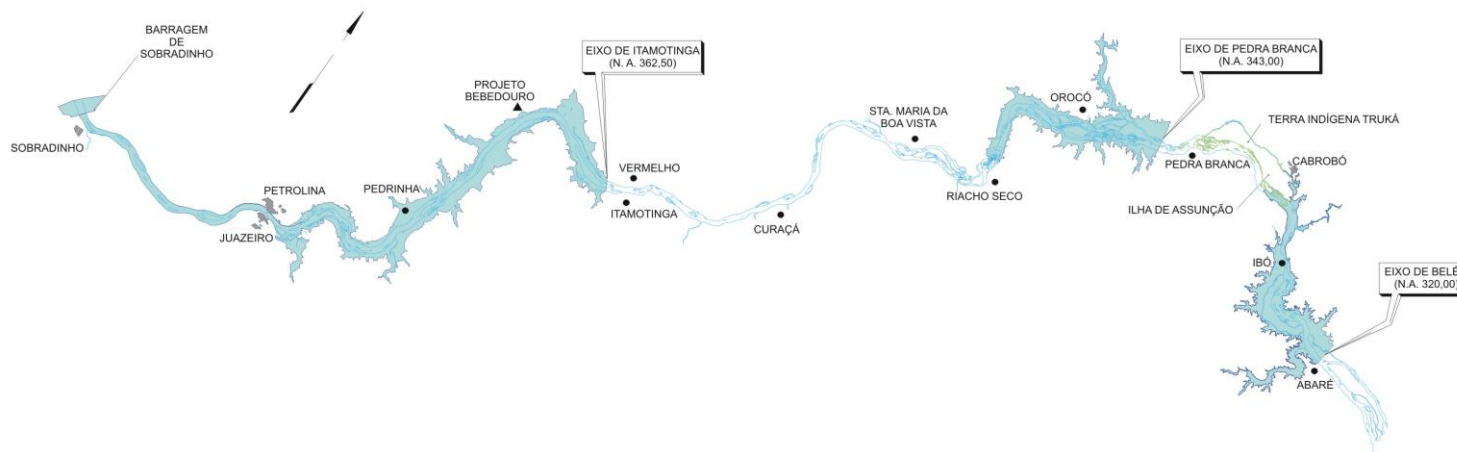
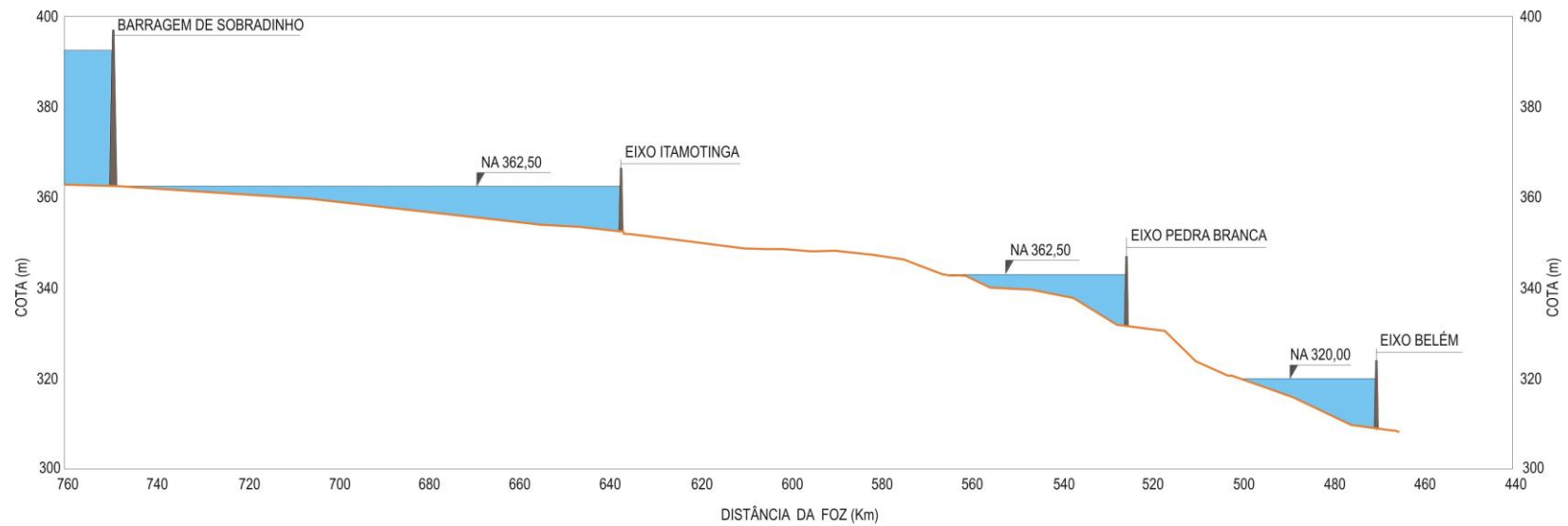
Fonte: modificado de Engevix (2003).

Figura 2.2
Alternativa de divisão de queda nº 1



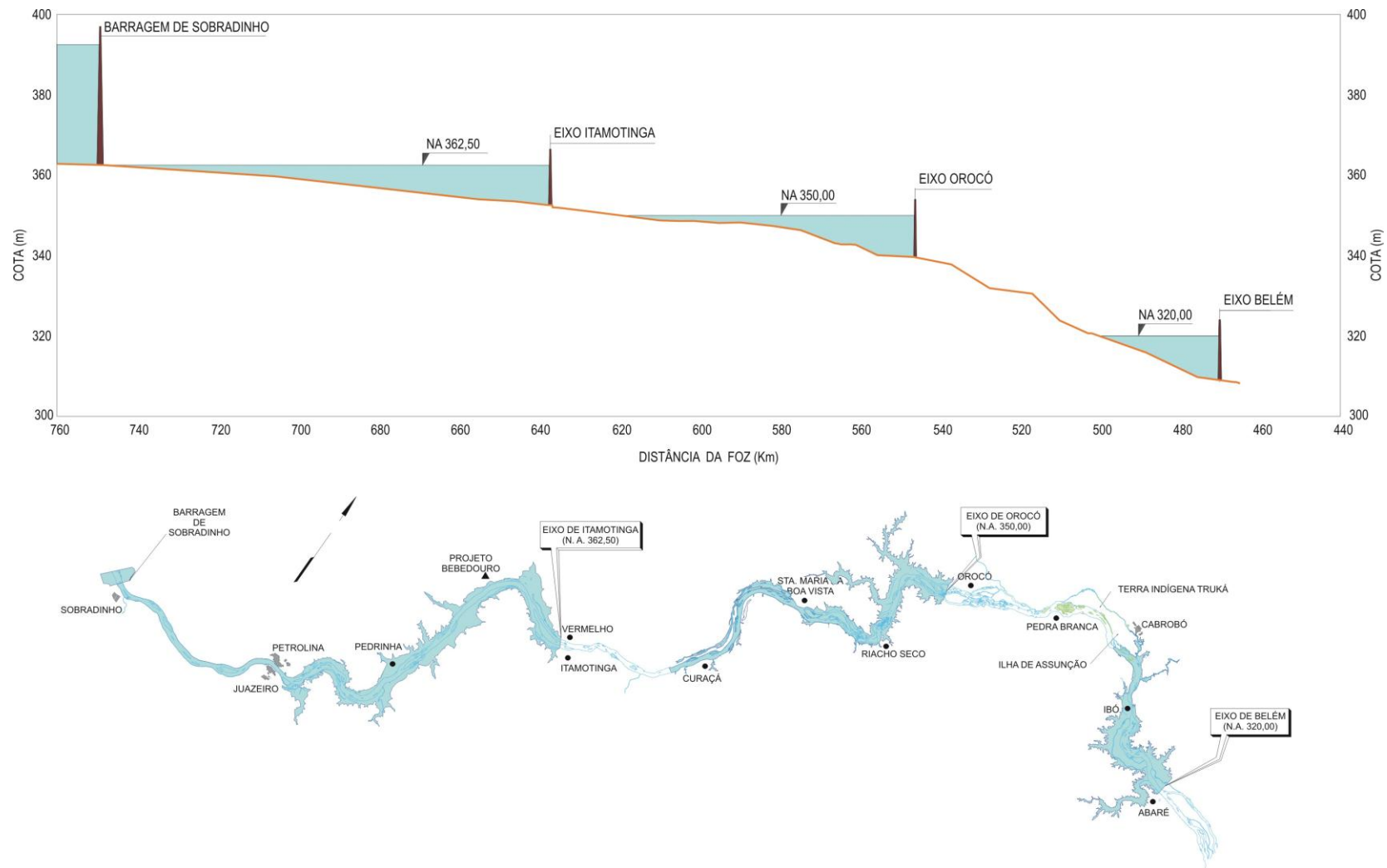
Fonte: modificado de Engevix (2003).

Figura 2.3
Alternativa de divisão de queda nº 2



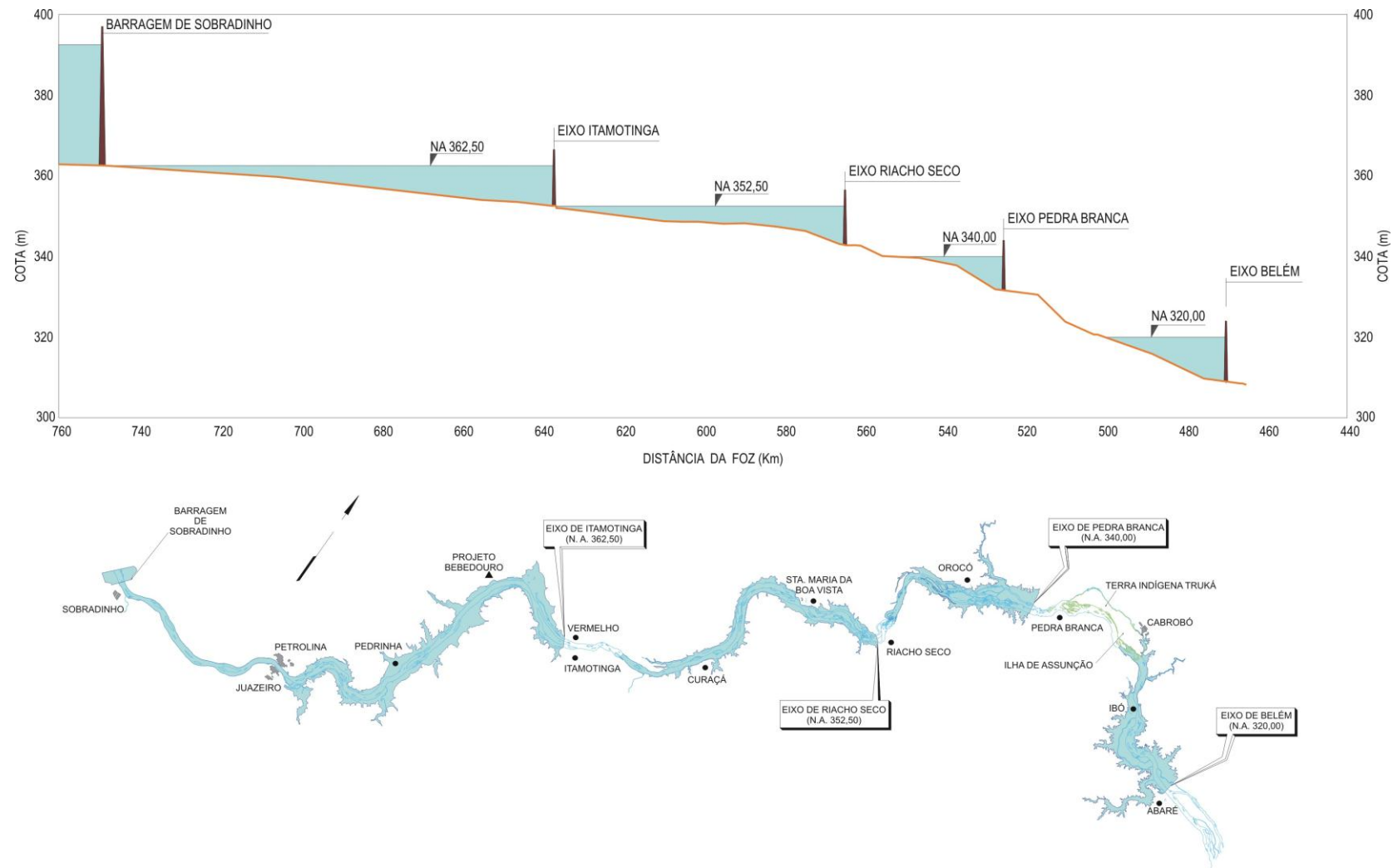
Fonte: modificado de Engevix (2003).

Figura 2.4
Alternativa de divisão de queda nº 3



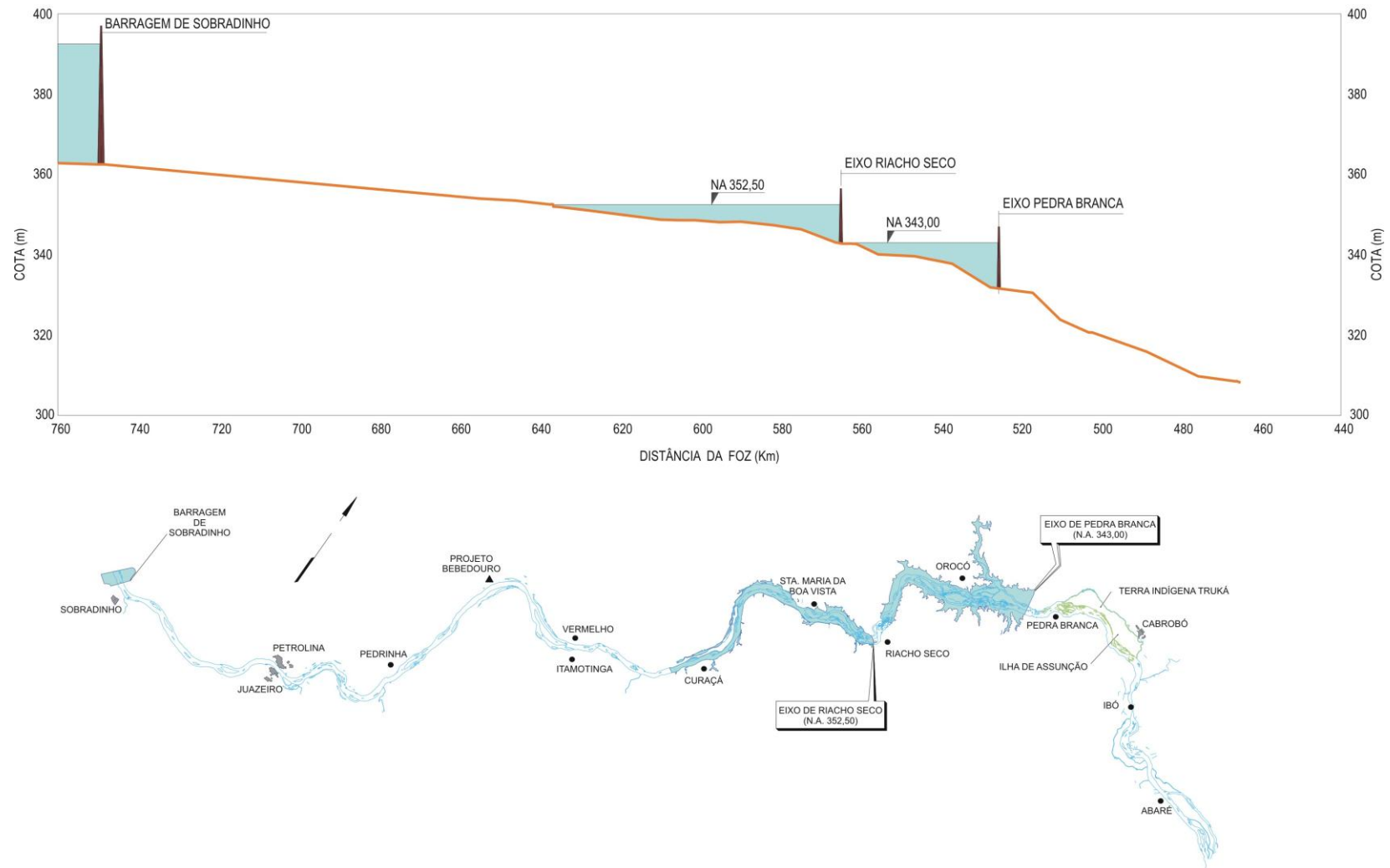
Fonte: modificado de Engevix (2003).

Figura 2.5
Alternativa de divisão de queda nº 4



Fonte: modificado de Engevix (2003).

Figura 2.6
Alternativa de divisão de queda nº 5



Fonte: modificado de Engevix (2003).

Figura 2.7
Alternativa de divisão de queda nº 6

2.3.2 Metodologia geral de avaliação e seleção de alternativa

A metodologia adotada foi a do Manual de Inventário Hidrelétrico (ELETROBRÁS, 1997), que preconiza a avaliação ambiental de seis temas, ou componentes-síntese, a saber:

- ecossistemas aquáticos;
- ecossistemas terrestres;
- modos de vida;
- organização territorial;
- base econômica; e
- populações indígenas.

Estes componentes-síntese são estruturados a partir da inter-relação entre vários elementos do sistema ambiental, proporcionando uma noção de conjunto dos processos envolvidos em seu campo de análise. Deve ser observado que os processos e atributos físicos, por promoverem o suporte e a articulação entre os processos ambientais, não são considerados como um componente-síntese, mas sim como elementos básicos para as análises dos seis componentes adotados.

A primeira etapa da avaliação realizada envolveu análises de impacto para cada aproveitamento isoladamente, sem considerá-lo no contexto das alternativas em que está inserido. A estimativa da intensidade do impacto dos aproveitamentos foi realizada com base em indicadores de impacto e seus critérios de avaliação, atribuindo-se um valor numérico, variando de zero a um. A composição do índice ambiental considera os impactos sobre cada componente-síntese e os seus respectivos pesos.

A etapa seguinte foi a análise de impactos por alternativa de divisão de queda. Para essa etapa, foram considerados os processos impactantes sistêmicos, decorrentes de interações sinérgicas entre os aproveitamentos de uma mesma alternativa. Assim, foram atribuídos índices de impacto relativos ao conjunto de aproveitamentos contidos em uma mesma alternativa de divisão de queda. Da mesma forma que na etapa anterior, a composição do índice ambiental considera os impactos sobre cada componente-síntese e os seus respectivos pesos.

A escolha da melhor alternativa de divisão de queda foi feita tendo como critério básico a maximização da eficiência econômico-energética em conjunto com a minimização do impacto ambiental na bacia hidrográfica. Como, em geral, estes aspectos são conflitantes, considerou-se, no processo, uma abordagem multi-objetivo, tomando-se como base índices custo/benefício energético e ambiental calculados para cada alternativa. Foram considerados dois cenários para a escolha da alternativa. O primeiro cenário considerou o mesmo peso aos fatores ambientais e energético-econômicos. O segundo cenário considerou os aspectos ambientais preponderantes na análise, tendo sido dado um peso de 60% para o índice ambiental e 40% para o índice custo/benefício. Essa análise foi realizada por meio do programa computacional SINV 4.1, desenvolvido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - Cepel para a Eletrobrás.

2.3.3 Avaliação dos impactos ambientais

a) Ecossistemas aquáticos

Na área em questão, o rio São Francisco apresenta diversos trechos com pequenas corredeiras e meandros, que constituem biótopos importantes para o abrigo, a alimentação e a reprodução de diversas espécies de peixes. Entre as espécies migradoras de longa distância, como curimatã (*Prochilodus marggravii*) e surubim (*Pseudoplatystoma coruscans*), a primeira parece ter estabelecido populações viáveis no trecho, enquanto a segunda é constituída por exemplares remanescentes ou que desceram prematuramente com as enchentes e sobreviveram até fases mais avançadas (jovens e adultos), até serem capturados, porém sem condição de se reproduzir no trecho. Desse modo, o impacto do represamento desse trecho do rio São Francisco deverá fazer-se sentir de modo mais intenso sobre aquelas espécies sedentárias ou de migrações de curta distância, cujo ciclo de vida beneficia-se dos biótopos existentes apenas na calha principal do rio. Migradores de maior distância, como o curimatã, deverão ser afetados com a implantação de novas usinas hidrelétricas no trecho, independentemente dos aproveitamentos ou alternativas escolhidas.

Os aproveitamentos de Riacho Seco, Orocó e Pedra Branca estão localizados nos trechos mais sinuosos e meândricos do rio, com a presença de canais laterais e braços abandonados, formando lagoas isoladas ou temporariamente ligadas durante os períodos de maior vazão. Esses trechos possuem elevada importância biológica para a biota aquática. O reservatório de Pedra Branca ainda terá o inconveniente da baixa circulação de água no braço formado pelo riacho da Brígida, refletindo em uma piora na qualidade da água.

O aproveitamento de Itamotinga também inundará trechos com anastomoses e meandros, localizados a jusante de Petrolina-Juazeiro. Além disso, o grande volume desse reservatório e a grande antropização do seu entorno, indica que terá a pior qualidade da água com reflexos negativos óbvios sobre a biota aquática.

O critério principal que determinou os índices de impactos ambientais de cada alternativa de divisão de queda sobre os ecossistemas aquáticos foi a extensão de trecho de rio que ainda ficaria livre, sem nenhum aproveitamento hidrelétrico. Além disso, foram consideradas mais impactantes aquelas alternativas que comprometem o trecho do rio São Francisco com grande diversidade de ambientes (meandros e lagoas marginais).

Dessa forma, a Alternativa 1, que aproveita ao máximo a queda do rio, deixando apenas um trecho livre de cerca de 60 km (20% do trecho) é a que possui o maior índice ambiental para esse componente. A Alternativa 5, semelhante à anterior, com Pedra Branca na cota 340 m, apesar de manter a mesma extensão de rio livre, poupará algumas ilhas e meandros, levando, portanto, a impactos ligeiramente inferiores.

A Alternativa 2 é a terceira mais impactante, por conter Pedra Branca em uma cota mais alta. Além de afetar em maior extensão o trecho de rio com alta diversidade de ambientes, esse reservatório será mais profundo e espera-se que a qualidade de suas águas seja pior, quando comparada com aquele em uma cota mais baixa (Alternativa 3). A Alternativa 4 está em uma posição intermediária em relação aos impactos causados pelo seu conjunto de aproveitamentos.

A Alternativa 6 se mostrou a menos impactante para os ecossistemas aquáticos, pois mantém o maior trecho de rio sem aproveitamento (cerca de 205 km ou 69% do trecho) e, sem Itamotinga e Belém, diminui sensivelmente os impactos sobre as áreas estudadas, por manter ainda alguns trechos com meandros e canais.

b) Ecossistemas terrestres

Para esse componente-síntese, o indicador de impacto foi o comprometimento das características determinantes na manutenção da diversidade biológica. Esse indicador foi avaliado por meio de alguns elementos, como a perda de vegetação natural, avanço dos processos de degradação dos solos e, principalmente, da relevância da biota da área afetada, conforme os resultados do *workshop* Caatinga (AVALIAÇÃO, 2002), que era o estudo de áreas prioritárias para conservação disponível à época. De uma maneira geral, os impactos ambientais sobre os ecossistemas terrestres são baixos, pois os reservatórios deverão avançar pouco sobre as margens, e apenas em locais em que a vegetação natural já se encontra bastante comprometida devido à ocupação antrópica.

O AHE Pedra Branca, na cota 350 m, pelo porte do seu reservatório e por estar totalmente inserido na área Curaçá (código 32), de extrema importância biológica, é o aproveitamento que irá causar os maiores impactos ambientais nos ecossistemas terrestres. Os AHEs Riacho Seco, Orocó, Pedra Branca 340 m e Pedra Branca 343 m também estão totalmente inseridos na área Curaçá, mas como os seus reservatórios são menores, os impactos sobre os ecossistemas terrestres também serão menores. Entretanto, Pedra Branca 343 m foi considerada mais impactante que Orocó e Riacho Seco porque, além de seu reservatório ser ligeiramente maior, irá pressionar áreas de caatinga em melhor estado de conservação. Dos sete aproveitamentos estudados, Belém causará os menores impactos sobre os ecossistemas terrestres.

Quando analisado o sinergismo entre os aproveitamentos de cada alternativa, verifica-se que a área Curaçá, de extrema importância biológica, receberá os maiores impactos, pois em todas as alternativas existem eixos e reservatórios dentro dos seus limites. As diferenças nos índices refletem o número de eixos e a extensão dessa área que será inundada.

Para todas as alternativas que contêm o aproveitamento Belém (1 a 5), os impactos foram considerados os mesmos sobre a área Rodelas (código 28), de importância biológica alta. Para a Alternativa 6, que não possui este aproveitamento, os impactos serão sensivelmente menores nessa área. A área denominada Petrolina (código 33), de importância biológica muito alta, deverá sofrer impactos indiretos da mesma magnitude em todas as alternativas que contêm o aproveitamento Itamotinga (1 a 5). O restante das áreas será afetada por todas as alternativas porém numa intensidade baixa, pois também estão representadas em locais distantes da calha do rio São Francisco, que não serão afetados.

c) Modos de vida

O principal impacto que pode ser identificado no AHE Itamotinga é a criação de um pólo de atração populacional nos distritos de Itamotinga (Juazeiro/BA) e Vermelho (Lagoa Grande/PE) que, por sua vez, pode reconfigurar a dinâmica regional localizada. Outro

impacto a considerar é a inundação de áreas de uso comum para o lazer, como a localidade de Pedrinhas e as ilhas próximas a Juazeiro e Petrolina.

O AHE Riacho Seco levará a interferências nas partes mais baixas de Curaçá/BA e Santa Maria da Boa Vista/PE. O que se pode prever é uma pressão na dinâmica demográfica desse último município por conta da atração de mão de obra ligada ao empreendimento e o posterior desenvolvimento de atividades paralelas e auxiliares.

Para o AHE Orocó, os impactos serão principalmente relacionados ao alagamento de fazendas localizadas próximas à margem do rio São Francisco. Embora seja um impacto grande, será localizado. A proximidade com a cidade de Orocó pressupõe alterações grandes no grau de urbanização e nos indicadores de qualidade de vida tendendo a constituir um ambiente favorável, embora não se possa afirmar com toda a certeza este cenário.

As sedes dos municípios atingidos estão distantes do ponto de construção do AHE Pedra Branca e, portanto, não deve-se esperar maiores transtornos para a região como um todo. Pedra Branca em cota baixa representa um impacto significativo por inundar as partes baixas da cidade de Orocó, sede de município. Pedra Branca alta é um dos aproveitamentos que causam mais impactos sobre as localidades ribeirinhas, com a inundação da sede do município de Orocó, além de inúmeras fazendas e projetos agrícolas.

Os impactos relacionados ao AHE Belém serão os mais graves, pois a região tem uma dinâmica econômica fragilizada. O principal transtorno seria o alagamento do distrito de Ibó, maior que a sede do município (Abaré/BA). O impulso dado pelo empreendimento na sede do município de Abaré, devido à sua proximidade, forçará uma reestruturação das relações socioeconômicas dentro do próprio município, mas, principalmente, nas relações entre os municípios.

Para as Alternativas 1 a 5, os municípios de montante sofrerão impactos do aproveitamento de Itamotinga. A dispersão deste impacto poderá ocorrer conforme se coloque um outro eixo nas proximidades, que poderia ser Riacho Seco (Alternativas 1 e 5) ou Orocó (Alternativa 4). Quanto mais próximo este outro eixo estiver do AHE Itamotinga tão menor seria a pressão pela expansão do distrito de Itamotinga e menor seria este impacto, que para os municípios de Juazeiro e Petrolina já seria pequeno.

A implantação dos empreendimentos poderá levar à uma redistribuição espacial da população segundo a composição das alternativas. A localização desses empreendimentos em regiões onde já se fazem presentes processos de urbanização e concentração populacional irá representar um grande impacto nos modos de vida destas populações. Por conseguinte, os impactos serão maiores conforme as localidades não contenham infraestrutura disponível e capaz de absorver tal demanda. Outro comprometimento será o fato de se atingir, ainda que parcialmente a sede do município de Santa Maria da Boa Vista (Alternativas 1, 2, 4, 5 e 6).

O município de Curaçá sofrerá impactos muito mais relacionados ao seu patrimônio natural e cultural, pois já possui investimentos em áreas ligadas ao turismo ecológico, embora ainda incipientes. Esse impacto será maior para as Alternativas 1, 5 e 6, que contêm o AHE Riacho Seco em uma cota que irá inundar a ilha de Curaçá. Por outro lado,

a aplicação de compensações financeiras pagas pela inundação de territórios do município poderá favorecer algumas estratégias de desenvolvimento local e diminuir os impactos sobre a atividade de turismo.

Os municípios de jusante serão afetados em grande parte por conta das sedes e distritos que terão interferências diretas dos reservatórios. Esse processo será mais impactante na Alternativa 2, em que o AHE Pedra Branca irá inundar a cidade de Orocó. As Alternativas 1, 3 e 6 inundarão as partes baixas dessa cidade. A Alternativa 6, por sua vez, causará um impacto mais reduzido sobre os municípios de jusante, em especial Belém de São Francisco e Abaré.

O comprometimento de relações de produção de subsistência em pequenas propriedades, como é o caso de Orocó será muito impactante se pensar nas estratégias de sobrevivência. Não se pode deixar de lembrar que as regiões ribeirinhas são as poucas onde se concentram atividades de subsistência por conta da possibilidade de irrigação natural.

d) Organização territorial

Os maiores impactos do AHE Itamotinga decorrerão do alagamento de localidades ribeirinhas nos municípios de Juazeiro e Petrolina, o que pode pressionar os equipamentos de infraestrutura urbana de suas sedes.

Os impactos mais significativos do AHE Riacho Seco terão efeitos na infraestrutura da sede dos municípios de Santa Maria da Boa Vista e Orocó, por ser construído entre as duas cidades, e em menor grau sobre a BA-210, no município de Curaçá.

Os principais impactos do AHE Orocó se relacionam à pressão sobre a infraestrutura de Orocó durante o processo de construção e, também, ao acesso de várias localidades ao município de Petrolina, através da BR-428 que terá alguns trechos alagados.

Os impactos do AHE Pedra Branca referem-se à pressão sobre a infraestrutura de Cabrobó durante o processo de construção da barragem. Destaca-se também um gradual aumento do grau de impacto nas áreas ribeirinhas conforme eleva-se a cota do reservatório. Também nesse caso haverá impactos nos acessos devido ao alagamento de trechos da BR-428.

Os impactos do AHE Belém circunscrevem-se aos municípios de jusante, com destaque para o alagamento do distrito de Ibó, que vem se destacando na dinâmica regional devido o seu comércio, mais importante inclusive que o da sede do município, Abaré. A eventual interrupção desse processo poderá interferir em boa parte das localidades deste município que dependem do escoamento de sua produção através do distrito de Ibó e sua relação comercial com o município de Cabrobó.

Quando são analisados os impactos da composição de aproveitamentos em cada alternativa sobre a organização territorial, verifica-se que os municípios de Petrolina e Juazeiro serão os mais afetados pelas alternativas que contêm o AHE Itamotinga (1 a 5). Este fato decorre da proximidade do reservatório de Itamotinga das respectivas sedes municipais e do alagamento de áreas irrigadas próximas ao rio, como as áreas mais baixas do Projeto Bebedouro e as vinícolas próximas a Vermelho. Assim, a Alternativa 6,

que não possui o AHE Itamotinga, não causará impactos diretos significativos sobre esses municípios.

Os impactos sobre os municípios de Lagoa Grande, Santa Maria da Boa Vista e Orocó têm uma relação muito próxima com o pólo Petrolina/Juazeiro. Na Alternativa 3, os impactos são relativamente pequenos, dado que apenas o AHE Pedra Branca irá afetar a BR-428. No mesmo patamar se encontra a Alternativa 4, dados os impactos do AHE Orocó. Em um nível crescente de impacto sobre esses municípios estão as Alternativas 6, 5, 1 e 2, essa última inundando a cidade de Orocó.

Para os municípios Cabrobó e Belém do São Francisco, os menores impactos verificam-se na Alternativa 6, que não possui o AHE Belém. Segue-se a essa, a Alternativa 4, que não possui o AHE Pedra Branca. Todas as outras alternativas possuem esse aproveitamento, sendo que a diferença entre elas é a cota de Pedra Branca, que define o grau de impacto.

Para os municípios Curaçá, Abaré e Chorrochó, deve-se considerar impactos elevados das Alternativas 1 a 5, pois o aproveitamento de Belém afetará o distrito Ibó. As Alternativas 1 e 2 estão em um patamar superior de impactos devido ao maior número de barragens (Alternativa 1) e à maior área inundada (Alternativa 2). Destaca-se ainda que não há nenhum impacto diretamente identificável sobre o município de Chorrochó, sendo ele mais relacionado à área de influência do reservatório de Itaparica.

e) Base econômica

Dada a extensão das obras propostas, seja qual for a alternativa escolhida, fica evidente o alto grau de interferência nas atividades econômicas em todo o trecho em estudo. O envolvimento de muitos dos centros urbanos existentes é tão certo quanto o alagamento de parte significativa das terras com uso socioeconômico.

A realização das obras gerará, contudo, condições que podem ser benéficas para a população e para a região sob o ponto de vista desse componente-síntese. O extraordinário volume de recursos envolvidos indica o início de um período de intenso dinamismo econômico. A extinção de atuais estruturas produtivas e postos de trabalho corresponderá à criação de novas oportunidades de emprego em centros urbanos readequados ou relocados, bem como à destruição da infraestrutura atualmente existente e a consequente instalação de uma nova. Tal ordem de renovações implicará em substancial aumento dos produtos, das despesas e receitas municipais em função de necessidades e recursos externos ao sistema econômico vigente. Além disso, a edificação das barragens, por si só, será um evento de considerável impulso econômico numa região que carece de investimentos.

Os efeitos do AHE Itamotinga se farão sentir sobre o grande número de projetos agrícolas, agrovilas e centros urbanos de pequeno porte, em especial nas proximidades de Itamotinga e Lagoa Grande. Os impactos sobre a infraestrutura de Petrolina e Juazeiro serão de menor magnitude.

O AHE Riacho Seco afetará parcialmente os centros urbanos de Santa Maria da Boa Vista e Curaçá. O principal impacto será o da inundação de terras produtivas marginais ao

rio. O mesmo impacto sobre as áreas ribeirinhas se aplica ao AHE Orocó, cujos efeitos serão máximos nos municípios de Santa Maria da Boa Vista e Orocó.

O posicionamento do AHE Pedra Branca afeta diretamente os municípios contíguos mas seus efeitos sobre a economia poderão ser benéficos ao propiciar um aporte de recursos hoje inexistente na região. A formação do lago na cota mais baixa terá pouco impacto regional, atingindo a população ribeirinha. Na cota mais alta, o impacto é maior em função do maior alagamento que, inclusive, atingirá núcleos urbanos como Orocó, comprometendo a infraestrutura da sede municipal, ainda que esta seja pequena.

O AHE Belém causará grande impacto no município de Abaré, pois alaga a sede do distrito de Ibó. Prevê-se a desarticulação de processos de troca além de impactos decorrentes do fluxo de recursos que para lá se direcionará. Afeta-se também a região de ilhas com aproveitamento econômico. Contudo, os impactos deste aproveitamento têm efeito bastante localizado.

As alternativas de divisão de queda consideradas, apesar de inundarem áreas de produção, desestruturam pouco os pólos de produção e articulação dos agentes econômicos. Além disso, poderão desencadear um surto de investimentos e reinvestimentos produtivos que terão efeito benéfico sobre as variáveis econômicas, ainda que possa afetar negativamente os modos de vida e a organização social atualmente vigentes. O alagamento, ainda que envolva pequenos aglomerados urbanos, propriedades e moradores ribeirinhos, poderá ser compensado.

Verifica-se que os municípios de Orocó, Cabrobó, Belém de São Francisco e Abaré serão os mais impactados em quase todas alternativas, em especial a de número 2, que irá inundar a cidade de Orocó. Isso decorre da fragilidade da economia desses municípios e também da localização de alguns aproveitamentos. Justamente por se tratar de municípios “pequenos”, prevê-se um maior nível de impacto e desestruturação.

Já os municípios de montante (Petrolina e Juazeiro) mostram-se bastante sensíveis aos impactos sobre produções do setor primário – principalmente a agricultura irrigada. Para o restante dos municípios, os impactos estão diretamente relacionados à quantidade de terras com uso socioeconômico que serão alagadas.

f) Populações indígenas

Os índices ambientais dos aproveitamentos Itamotinga, Riacho Seco e Orocó foram baixos para esse componente-síntese, uma vez que estas barragens permanecerão a razoável distância das áreas indígenas a ponto de os impactos serem sentidos apenas superficialmente por essas populações.

Nos aproveitamentos previstos para o eixo Pedra Branca, os índices de impacto considerados serão altos pelo fato de a barragem estar localizada a cerca de 3 km a montante do arquipélago de Assunção, o que justifica o alto índice ambiental. Um aumento gradual nos Índices está relacionado ao aumento da cota de inundação e do tamanho da barragem de cada aproveitamento no eixo Pedra Branca.

No caso do aproveitamento de Belém, os impactos também foram considerados altos pelo alagamento de algumas ilhas do Arquipélago de Assunção formadoras da Terra Indígena Truká.

A falta de conhecimento da localização dos sítios arqueológicos, somada à insuficiência de conhecimento do seu valor arqueológico, coloca toda a área na mesma situação potencial de impacto. Assim, para todos os aproveitamentos analisados, os impactos sobre o componente Arqueologia foi ordenado segundo o tamanho dos reservatórios. De uma maneira geral, quanto maior o reservatório mais sítios arqueológicos serão afetados.

Para a componente indígena foram identificados três fatores responsáveis pela variação de impactos entre as alternativas. O primeiro é a presença do AHE Pedra Branca e a altura de sua barragem. Uma barragem mais alta significa um maior volume de obras e maiores impactos sobre a Ilha de Assunção e a Terra Indígena dos Truká. Assim, a Alternativa 2, que contém Pedra Branca na cota mais alta, possui um índice de impacto maior sobre os Truká. No outro extremo, a Alternativa 4, que não contém Pedra Branca, possui um índice menor sobre essa população indígena.

O segundo fator é o aproveitamento de Belém, que inundará algumas ilhas da Terra Indígena Truká. Nesse sentido, a Alternativa 6, que não contém este aproveitamento, causará impactos reduzidos sobre os Truká, quando comparado com as alternativas restantes. O último fator é a soma das áreas inundadas dos reservatórios de cada alternativa. A Alternativa 2 possui a maior área total inundada, a qual, potencialmente, levará à maiores impactos sobre os sítios arqueológicos. No outro extremo, a Alternativa 6, com a menor área total inundada, possui o menor índice de impacto sobre esse componente.

Com exceção da Alternativa 4, que não possui o AHE Pedra Branca, os impactos das alternativas restantes serão de intensidade moderada sobre os Tumbalalá, etnia que utiliza terras no trecho de jusante da margem direita.

g) Síntese dos impactos ambientais

Analisando os aproveitamentos isoladamente, Itamotinga, o aproveitamento mais a montante, irá interferir significativamente na organização territorial e nos modos de vida, devido à proximidade do pólo Petrolina/Juazeiro. Também serão afetados os projetos de irrigação de uva existentes na região de Vermelho. Os aproveitamentos do trecho médio (Riacho Seco, Orocó e Pedra Branca) terão impactos significativos sobre os ecossistemas aquáticos e terrestres, pois estão localizados em área de extrema importância biológica identificada no workshop Caatinga. Já os aproveitamentos a jusante (Pedra Branca e Belém) irão interferir nas populações indígenas da Ilha de Assunção. Belém também irá interferir na frágil base econômica dos municípios próximos. Soma-se à esses impactos aqueles associados à antiga e densa ocupação humana nas margens e ilhas em todo o trecho estudado.

Em uma escala hierárquica de impacto ambiental, ainda analisando-se cada aproveitamento isoladamente, Pedra Branca 350 m se mostrou como o mais impactante, seguido de Itamotinga e Belém. Em um nível mais baixo de impacto e em um mesmo patamar, seguem-se os aproveitamentos Pedra Branca 343 m, Riacho Seco e Orocó. Aquele que se mostrou mais favorável ambientalmente é Pedra Branca 340 m, embora

esteja muito próximo da Terra Indígena Truká e afete o riacho da Brígida e suas margens, densamente ocupadas.

Essas observações são corroboradas pela Análise de Fragilidade Ambiental realizada no estudo de 2003. Esta análise de sensibilidade ambiental foi realizada por meio da integração de vários planos de informação⁵ por meio de rotinas de geoprocessamento, cujo resultado final é apresentado no Desenho 3806/01-6B-A3-0016-2 (Anexo III-I). Itamotinga atinge áreas com maior fragilidade antrópica, principalmente por atingir o pólo Petrolina / Juazeiro e o Projeto Bebedouro. Os aproveitamentos Riacho Seco, Pedra Branca e Orocó afetam áreas de maior fragilidade ambiental. Belém têm influência sobre aspectos socioeconômicos muito importantes, como a Terra Indígena Truká o distrito de Ibó (Abaré/BA), com densidade demográfica elevada. Como a Fragilidade Antrópica e as Terras Indígenas tiveram um grande peso na análise, os eixos de Itamotinga e Belém foram aqueles que afetaram as áreas de maior fragilidade ambiental.

Os índices ambientais calculados para cada uma das alternativas de divisão de queda estudadas consideram os índices ambientais de cada componente-síntese e seus respectivos pesos. Um resumo dos resultados é apresentado na Tabela 2.5. Observa-se que a Alternativa 2 se mostrou a mais impactante sobre o sistema ambiental, em decorrência da presença do aproveitamento Pedra Branca que, em uma cota mais alta, interfere mais drasticamente em praticamente todos os componentes-síntese analisados. Essa é a alternativa que inunda a maior área (cerca de 520 km²), afeta o maior número de pessoas (27.600 habitantes) e possui a pior relação de população afetada por MW instalado (19,9 hab/MW) (Tabela 2.4).

Tabela 2.5
Índices ambientais da avaliação de impactos por alternativa

| Componente-síntese | Índices ambientais das alternativas | | | | | |
|--------------------------------|-------------------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| Ecosistemas Aquáticos | 0,70 | 0,65 | 0,58 | 0,61 | 0,67 | 0,44 |
| Ecosistemas Terrestres | 0,52 | 0,54 | 0,46 | 0,48 | 0,50 | 0,35 |
| Modos de Vida | 0,53 | 0,60 | 0,52 | 0,51 | 0,52 | 0,33 |
| Organização Territorial | 0,48 | 0,54 | 0,37 | 0,33 | 0,43 | 0,22 |
| Base Econômica | 0,49 | 0,50 | 0,48 | 0,47 | 0,48 | 0,16 |
| Populações Indígenas | 0,74 | 0,80 | 0,71 | 0,58 | 0,71 | 0,43 |
| Índices Ambientais (IA) | 0,58 | 0,61 | 0,52 | 0,50 | 0,56 | 0,32 |

Fonte: Engevix (2003).

Em seguida, a mais impactante é a Alternativa 1 que, embora apresente o melhor aproveitamento da queda do rio, inunda grandes extensões de terras e deixa uma menor

⁵ Susceptibilidade à erosão, cobertura do solo, pedologia, hidrografia, geologia, áreas prioritárias para conservação, sistema viário, densidade demográfica, médias populacionais, áreas irrigadas e terra indígena.

extensão de rio remanescente que, por sua vez, ocasiona grandes impactos nos ecossistemas aquáticos. Serão inundados cerca de 490 km² e afetadas cerca de 23.800 pessoas, ficando esses indicadores abaixo apenas daqueles da Alternativa 2.

A Alternativa 5 causa impactos semelhantes, embora menores, aos da Alternativa 1. A única diferença entre elas é que na primeira, Pedra Branca está numa cota mais baixa (340 m contra 343m).

Em ordem de impacto, encontram-se as Alternativas 3 e 4. A diferença marcante entre elas é a presença do aproveitamento Pedra Branca, na Alternativa 3 que, devido à sua proximidade, leva a maiores impactos sobre o componente indígena, quando comparada com a Alternativa 4, que possui o aproveitamento Orocó, bem mais distante da Terra Indígena Truká.

A alternativa com os menores índices de impactos foi a de número 6, que possui apenas dois aproveitamentos. A situação ambiental mais favorável dessa alternativa pode ser claramente visualizada pelos indicadores contidos na Tabela 2.4 – alaga menos terras (cerca de 170 km²), afeta uma menor população (11.200 habitantes), deixa uma grande extensão de rio livre (205 km, ou 69% do trecho estudado), possui ainda os mais baixos índices de área inundada e população afetada por MW instalado (0,23 km²/MW e 15,1 hab/MW, respectivamente) e não afeta diretamente a Terra Indígena Truká.

2.3.4 Análise econômico-energética

Na análise econômico-energética, efetuada a partir da determinação do índice custo/benefício de cada alternativa, foram considerados os seguintes parâmetros:

- benefícios energéticos quantificados em termos de energia firme;
- taxa de juros de 12% ao ano;
- custos de dimensionamento de US\$37,00/MWh (Plano decenal 2001-2010);
- taxa de câmbio de 3,11 (em R\$/US\$).

A Tabela 2.6, a seguir, apresenta os resultados obtidos na análise econômico-energética.

Os resultados permitem concluir que o aproveitamento que apresenta o melhor custo índice é Pedra Branca na cota 350,0 m (alternativa 2). Do ponto de vista puramente econômico, poder-se-ia supor ser este o empreendimento mais atrativo, entretanto este é o aproveitamento que causa os impactos ambientais mais significativos, desencorajando a adoção desta alternativa. O aproveitamento Itamotinga possui o custo-índice mais elevado, principalmente pelas importantes interferências, sem contar com um benefício energético que o justifique.

Tabela 2.6
Índices custo benefício dos aproveitamentos

| Aproveitamento hidrelétrico | NAres (m) | ICB (US\$/MWh) |
|------------------------------------|------------------|-----------------------|
| Alternativa 1 | | 26,70 |
| Itamotinga | 362,50 | 29,36 |
| Riacho Seco | 352,50 | 27,78 |
| Pedra Branca | 343,00 | 23,71 |
| Belém | 320,00 | 26,79 |
| Alternativa 2 | | 25,30 |
| Itamotinga | 362,50 | 29,36 |
| Pedra Branca | 350,00 | 21,46 |
| Belém | 320,00 | 26,92 |
| Alternativa 3 | | 28,70 |
| Itamotinga | 362,50 | 29,20 |
| Pedra Branca | 343,00 | 23,71 |
| Belém | 320,00 | 26,79 |
| Alternativa 4 | | 28,90 |
| Itamotinga | 362,50 | 29,20 |
| Orocó | 350,00 | 24,10 |
| Belém | 320,00 | 26,84 |
| Alternativa 5 | | 27,80 |
| Itamotinga | 362,50 | 29,31 |
| Riacho Seco | 352,50 | 27,75 |
| Pedra Branca | 340,00 | 23,85 |
| Belém | 320,00 | 26,79 |
| Alternativa 6 | | 31,00 |
| Riacho Seco | 352,50 | 27,67 |
| Pedra Branca | 343,00 | 23,71 |

Fonte: Engevix (2003).

2.3.5 Comparação e seleção da alternativa

A comparação e seleção de alternativas teve por objetivo a identificação da melhor alternativa, adotando-se a agregação dos índices custo/benefício energético e ambientais num único índice de preferência, estabelecendo-se, através de pesos, a importância relativa dos dois índices.

No estudo realizado, os pesos estabelecidos foram de 60% para o índice ambiental e 40 % para o índice custo/benefício. Tais valores se justificam face à grande importância e sensibilidade ambiental existente na área objeto dos estudos, em especial os aspectos socioeconômicos.

Os resultados obtidos estão apresentados na Tabela 2.7 a seguir.

Tabela 2.7
Índices ambientais (IA) e índices custo-benefício (ICB) das alternativas

| Alternativa | IA | ICB (US\$/MWH) | Grau final |
|---------------|------|----------------|------------|
| Alternativa 1 | 0,58 | 26,70 | 0,652 |
| Alternativa 2 | 0,60 | 25,30 | 0,646 |
| Alternativa 3 | 0,52 | 28,70 | 0,648 |
| Alternativa 4 | 0,50 | 28,90 | 0,640 |
| Alternativa 5 | 0,56 | 27,80 | 0,654 |
| Alternativa 6 | 0,32 | 31,00 | 0,578 |

Fonte: Engevix (2003).

Observa-se que a Alternativa 6, composta pelos aproveitamentos Pedra Branca, na cota 343,00 m e Riacho Seco na cota 352,50 m destaca-se das outras, apresentando os melhores resultados quando agregados os índices custo/benefício energético e ambientais num único índice, representado pelo grau final da alternativa. Ressalte-se que, embora tenha o pior índice custo-benefício, o baixo índice ambiental levou ao melhor índice de preferência dessa alternativa.

Uma análise de sensibilidade foi realizada de modo a avaliar o papel dos pesos do índice ambiental e custo benefício no processo de decisão. Observou-se que, mesmo considerando o peso de 50% para o índice ambiental, a Alternativa 6 ainda apresentou a maior atratividade.

As várias alternativas de divisão de queda foram analisadas levando-se em conta as energias geradas, os custos de construção, os impactos ambientais e a interação com outros planos de uso da água e do solo na bacia. As múltiplas implicações de cada alternativa foram cuidadosamente estudadas e a escolha foi feita de forma a minimizar os impactos ambientais e a relação custo/benefício. Dessa maneira, a Alternativa 6, com apenas dois aproveitamentos – Riacho Seco e Pedra Branca, foi escolhida como a mais atrativa.

Em complementações solicitadas pela Aneel⁶ foi avaliada uma sétima alternativa, variante da Alternativa 6, contendo o aproveitamento de Belém. As análises para seleção da alternativa foram refeitas, mas os novos resultados não alteraram as conclusões das análises anteriores, selecionando-se então a Alternativa 6. Assim, com a aprovação do inventário hidrelétrico pela Aneel, os aproveitamentos de Riacho Seco e Pedra Branca puderam ser estudados em nível de viabilidade.

⁶ Entre as complementações solicitadas, foram avaliados os efeitos da variação da disponibilidade hídrica sobre a produção de energia e adequado o fator de capacidade, o que resultou na redução da potência das usinas de Riacho Seco e Pedra Branca para, respectivamente, 240 MW e 320 MW.

2.4 Alternativas de cota da UHE Riacho Seco

2.4.1 Considerações iniciais

Após a realização do inventário hidrelétrico, passou-se para a presente etapa de estudos de viabilidade técnica, econômica e ambiental da UHE Riacho Seco. O início dos estudos de viabilidade e do EIA trouxeram novos elementos que permitiram confirmar que a população afetada se apresenta como um dos condicionantes socioambientais mais significativos, senão o principal impacto do empreendimento. Entre as novas informações, algumas merecem destaque, pois levaram ao estudo do reservatório em cotas mais baixas do que aquela prevista nos estudos de inventário.

Para essa fase atual, foi realizada uma nova restituição aerofotogramétrica, gerando ortofotocartas nas escalas de 1:10.000 nas áreas cobertas pelo reservatório e de 1:2.000 na região do eixo da barragem e nas cidades de Riacho Seco, Santa Maria da Boa Vista e Curaçá. Essa cartografia de maior detalhe permitiu verificar que a linha d'água avança sobre algumas áreas mais planas, resultando em uma estimativa da área inundada pelo reservatório acima de 164 km². Esse novo valor é maior que o obtido sobre a cartografia na escala de 1:25.000 utilizada nos estudos de inventário hidrelétrico, estimado em 128 km².

Em segundo lugar, os aspectos demográficos e de ocupação das terras têm se mostrado muito dinâmicos na região. O início dos levantamentos de dados permitiu verificar que nos últimos seis anos a ocupação das margens do rio São Francisco aumentou significativamente, principalmente no lado pernambucano, onde vários projetos de assentamento foram implantados ou consolidados.

Por último, adicionalmente ao considerado no inventário hidrelétrico, os usos e a população localizados na área de preservação permanente (APP) também são impactos que devem ser avaliados e quantificados, conforme Resolução Conama nº 302/2002.

Esses novos elementos deixam claro que o número de pessoas afetadas pelo reservatório e sua área de preservação permanente é maior do que o estimado pelo estudo de inventário hidrelétrico. Desta forma, no sentido de minimizar os impactos sobre a população ribeirinha, o nível do reservatório da UHE Riacho Seco, previsto na fase de inventário hidrelétrico para a cota 352,50 m, foi avaliado em três cotas mais baixas – 352,00 m, 351,00 m e 350,00 m.

2.4.2 Metodologia

As alternativas de cotas consideradas foram 352,00 m, 351,00 m e 350,00 m, as quais foram demarcadas nas cidades de Santa Maria da Boa Vista (PE) e Curaçá (BA) e aglomerados de residências existentes. Também foram levantados pontos de amarração planimétrica, tais como cantos de quadras e edificações e determinado o número de edificações atingidas fisicamente e pela APP. Este último número foi o indicador utilizado, nessa fase, para se estimar a população atingida.

A partir da rede fundamental do IBGE e da rede de marcos implantados, foram executados 184 km de nivelamento geométrico de apoio para transporte de altitudes para os aglomerados no intuito de verificar as altitudes mínimas e máximas para avaliação do impacto para cada cota de inundação. Após comprovada a existência ou não de pelo menos uma das cotas de inundação em cada povoado, procedeu-se a implantação de marcos no início e fim da curva de inundação, permitindo os trabalhos posteriores de demarcação e georreferenciamento da linha.

A implantação da linha d'água foi executada nos aglomerados que tiveram comprovado o impacto pelas cotas de inundação. A linha d'água foi implantada através de piquetes de madeira com espaçamento variando de 20 a 40m, identificados em campo através de numeração. Posteriormente foram executadas poligonais de levantamento para georreferenciamento dos mesmos. Onde não foi possível a fixação de piquetes e marcos, procedeu-se pintura com tinta indelével nas calçadas, muros etc.

Com o objetivo principal de levantar a população atingida, procedeu-se à contagem das edificações na área de abrangência do reservatório, observando as seguintes categorias:

- **atingidos fisicamente e demarcados:** São aqueles aglomerados que após o nivelamento do apoio, executado na primeira etapa, verificou-se impacto por pelo menos uma das três cotas de inundação. Nestes foram executadas as demarcações e posteriormente contabilizadas edificações atingidas pela linha d'água e APP, totalizando duas cidades e 25 povoados;
- **não atingidos fisicamente e não demarcados:** São aqueles aglomerados que após o nivelamento do apoio, executado na primeira etapa, verificou-se que sua cota mínima encontrava-se acima da cota 352,00 m, não sendo portanto inundados em nenhuma das hipóteses estudadas. Estes aglomerados são, por outro lado, potencialmente atingidos pela linha de APP (100 metros em projeção horizontal a partir da linha d'água) do futuro reservatório. Por isso, foi projetada a APP a partir das curvas existentes na cartografia disponibilizada, para a contagem das edificações atingidas;
- **margens e ilhas:** corresponde a todas as edificações localizadas nas margens do rio ou em ilhas e que são atingidos diretamente, por apresentar cotas mais baixas daquelas estudadas ou por estarem muito próximas às margens;
- **edificações esparsas:** corresponde a todas as edificações distribuídas ao longo do entorno do futuro reservatório, mas não pertencentes a nenhum aglomerado, localizando-se nos grandes vazios existentes na área.

2.4.3 Resultados

A contagem das edificações afetadas encontra-se resumida na Tabela 2.8.

Tabela 2.8
Resumo da contagem de edificações quanto a localização

| Categorias | | Cotas | | |
|-------------------------|---------------------|--------------|----------|--------------|
| | | 350 | 351 | 352 |
| Povoados demarcados | Linha d'água | 245 | 408 | 627 |
| | APP | 845 | 1.153 | 1.400 |
| Povoados não demarcados | Linha d'água | 0 | - | 0 |
| | APP | 59 | - | 132 |
| Margens e ilhas | Linha d'água | 224 | - | 243 |
| | APP | 286 | - | 316 |
| Edificações esparsas | Linha d'água | 14 | - | 43 |
| | APP | 161 | - | 299 |
| Total geral | Linha d'água | 483 | - | 913 |
| | APP | 1.351 | - | 2.147 |

Fonte: Topocart (2007).

A condição de impacto pelas linhas d'água e respectivas APP's foi verificada em campo para as edificações dos povoados demarcados e não demarcados através de nivelamento geométrico de apoio e posterior locação das linhas d'água. Esta contagem, portanto, não comporta imprecisões, devido a esta comprovação.

Além disso, a contagem das edificações localizadas nas margens e ilhas também possui razoável precisão, por sua própria situação de proximidade ao rio e baixas altitudes. A parcela desta contagem em que há menor confiança refere-se às edificações esparsas, nas quais pequenas imprecisões altimétricas da cartografia implicam em mudança na condição de impacto.

Para a cota 351 só foi possível apresentar a contagem para os casos dos povoados demarcados, pois na cartografia existente as curvas de nível estão demarcadas de dois em dois metros, ou seja, estão marcadas as cotas 350 e 352.

Particularmente nas cidades de Curaçá e Santa Maria da Boa Vista a situação de impacto determinada pela demarcação em campo das linhas d'água e respectivas APP's de 30 m está apresentada na tabela a seguir.

Tabela 2.9
Contagem das edificações nas cidades

| Local | Cota | Linha d'água | APP | Total |
|--------------------------|------|--------------|-----|------------|
| Santa Maria da Boa Vista | 350 | 56 | 201 | 257 |
| | 351 | 124 | 286 | 410 |
| | 352 | 213 | 382 | 595 |
| Curaçá | 350 | - | - | - |
| | 351 | 2 | 25 | 27 |
| | 352 | 4 | 32 | 36 |

Fonte: Topocart (2007).

Os resultados permitem verificar que a APP atinge mais que o dobro de edificações do que a própria linha d'água do reservatório. Obviamente que a alternativa na menor cota é a que causará os menores impactos ambientais. Entretanto, quando se avalia os aspectos de engenharia, as cotas mais baixas começam a trazer problemas de motorização, bem como de operação, pois durante as grandes cheias, a elevação do nível de jusante diminui a queda bruta em até quase dois metros, podendo levar até à paralisação da geração durante eventos extremos. Os dados da avaliação energética, considerando um fator de capacidade de 0,60, podem ser visualizados no Quadro 2.1, abaixo.

Quadro 2.1
Dados energéticos e do reservatório para cada nível d'água avaliado

| Nível d'água (m) | Queda (m) | Potência instalada (MW) | Energia firme (MWmed) | Área do reservatório ⁽¹⁾ (km ²) |
|------------------|-----------|-------------------------|-----------------------|--|
| 350 | 8,5 | 240 | 143 | 114 |
| 351 | 9,9 | 276 | 164 | 131 |
| 352 | 10,5 | 308 | 183 | 153 |

Nota: ⁽¹⁾ não contabilizada área não restituída do rio Curaçá e do remanso do reservatório

Considerando os resultados apresentados anteriormente, e buscando compatibilizar a minimização dos impactos ambientais com a maximização de geração hidrelétrica, selecionou-se o nível d'água 351 m para se estudar a viabilidade da UHE Riacho Seco.

2.5 Alternativas de arranjo da UHE Riacho Seco

2.5.1 Generalidades e premissas

Os estudos de viabilidade (ENGEVIX, 2007) avaliaram três alternativas de arranjo, cujas diferenças basicamente dizem respeito ao posicionamento das estruturas de concreto (tomada d'água, casa de força e vertedouro) e da subestação. Entre as alternativas

estudadas não há diferenças na configuração das estruturas de concreto e na localização do eixo de barramento.

Para efeito de elaboração dos estudos de alternativas da UHE Riacho Seco foram adotados os seguintes critérios para o dimensionamento das estruturas definitivas e temporárias:

- nível d'água máximo normal: 351 m;
- desvio do rio em duas fases, com as seguintes vazões de projeto:
 - **1ª fase:** pré-ensecadeira para a vazão de 3.000 m³/s, vazão MLT acrescida de um coeficiente arbitrário; ensecadeira para a vazão de 11.880 m³/s, correspondente a um tempo de recorrência TR = 25 anos, período úmido;
 - **2ª fase:** pré-ensecadeira – idem 1ª fase; ensecadeira para a vazão de 5.603 m³/s, correspondente a um tempo de recorrência TR = 100 anos, período de estiagem;
- vazão para o dimensionamento do vertedouro: vazão decamilenar (24.262 m³/s);
- vazão para dimensionamento do circuito hidráulico de adução e geração: o circuito hidráulico de adução e geração foi dimensionado para a vazão máxima a ser turbinada, 3.672 m³/s.
- potência instalada e número de unidades: potência instalada igual a 276 MW e casa de força projetada com oito máquinas de 34,5 MW cada, conforme definido nos estudos energéticos.

2.5.2 Alternativas de arranjo

Cabe ressaltar que o empreendimento Riacho Seco, com o eixo localizado num trecho onde o rio São Francisco, dividido pela ilha Inhanhum, corre em dois braços, e sendo de baixa queda, apresenta como particularidade para o seu arranjo, a necessidade de se projetar um canal imediatamente a jusante da Casa de Força, de forma a garantir a manutenção das condições naturais do fluxo fluvial, evitando assim que a queda disponível seja prejudicada pela concentração de todo o fluxo num ou noutro canal, acarretando com isso perdas energéticas significativas.

a) Alternativa I – Estruturas no braço direito

As estruturas: tomada d'água, casa de força e vertedouro, ficam posicionadas no braço direito do rio São Francisco. A casa de força está assente no leito do rio e o vertedouro está posicionado imediatamente à sua direita. A Figura 2.8, mostra os detalhes dessa alternativa.

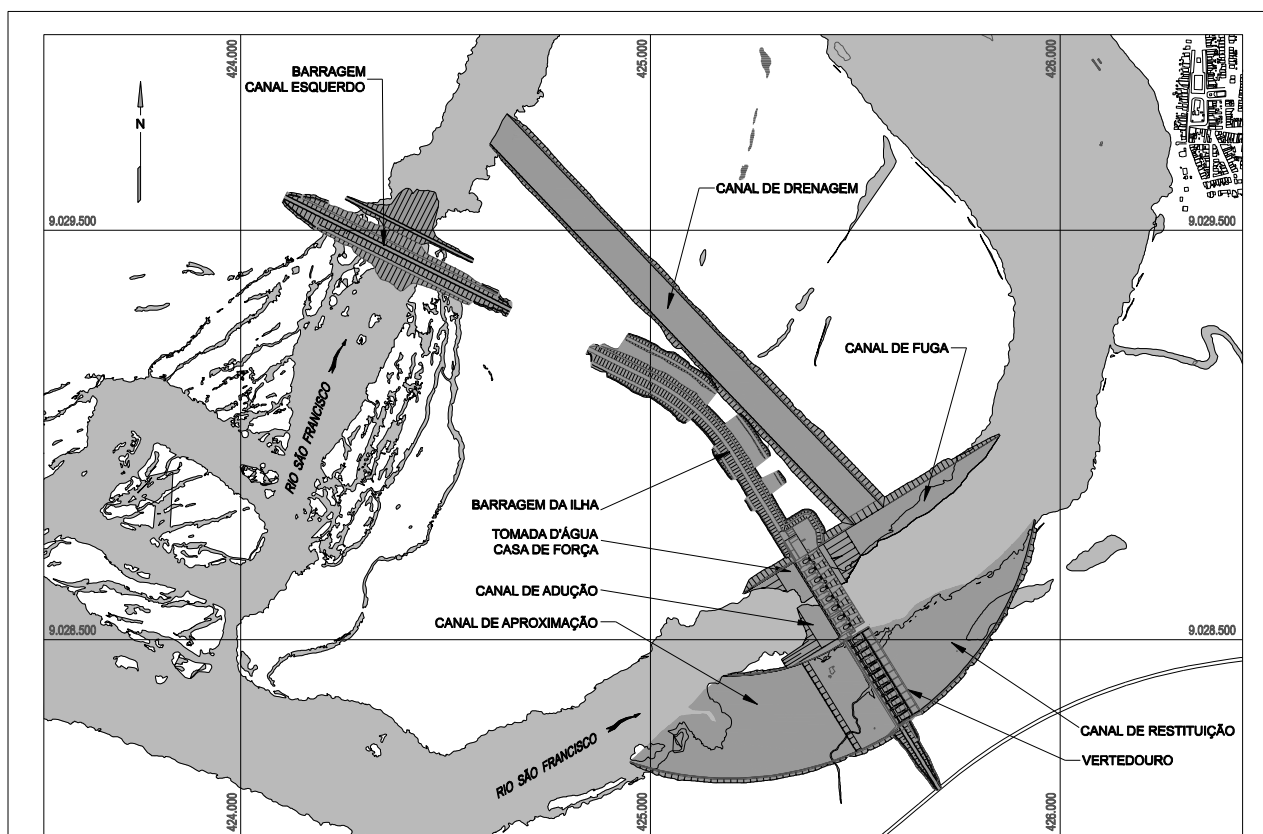


Figura 2.8
Alternativa I de arranjo da UHE Riacho Seco

b) Alternativa II – Estruturas no braço esquerdo

As estruturas tomada d'água, casa de força e vertedouro ficam posicionadas no braço esquerdo do rio São Francisco. A casa de força está assente no leito do rio e o vertedouro está imediatamente à sua esquerda, de forma semelhante à Alternativa I. A alternativa II está apresentada na Figura 2.9.

c) Alternativa III – Estruturas nas margens do braço direito

A alternativa consiste em uma inversão da alternativa I. As estruturas estão locadas no braço direito do rio, mas a tomada d'água e a casa de força estão posicionadas na sua margem direita, e o vertedouro, na margem esquerda. O leito do braço será ocupado por um trecho da barragem. Este arranjo está apresentado na Figura 2.10.

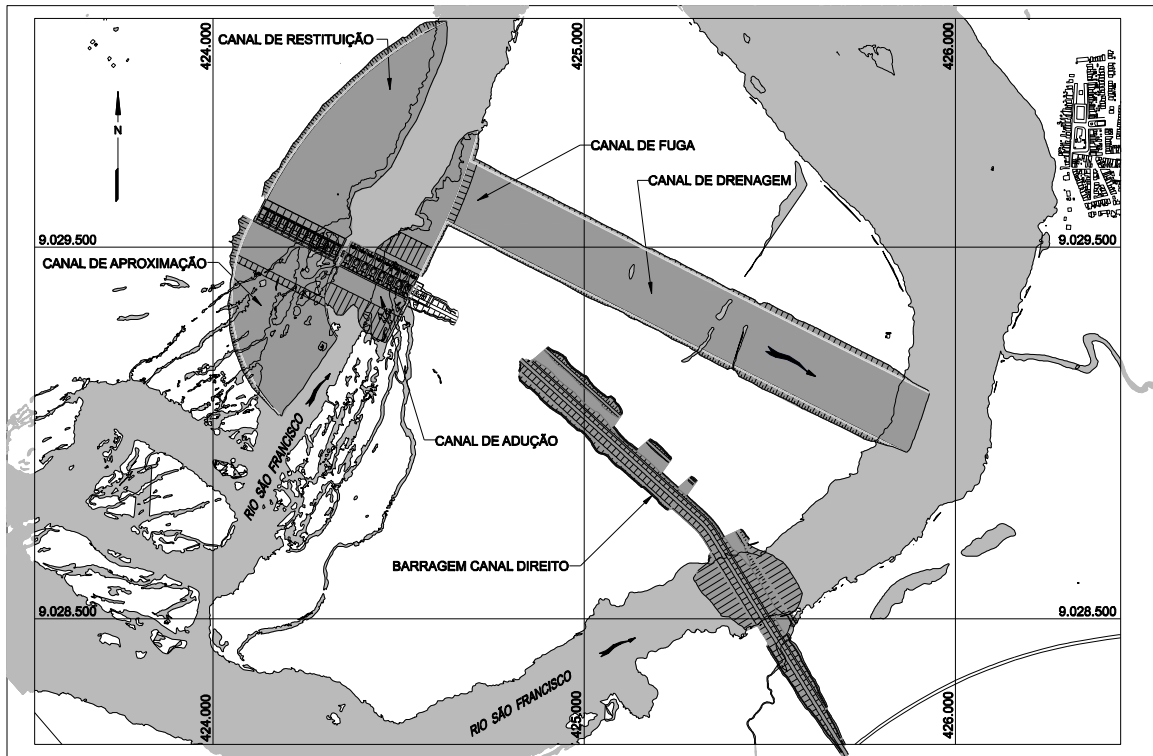


Figura 2.9
Alternativa II de arranjo da UHE Riacho Seco

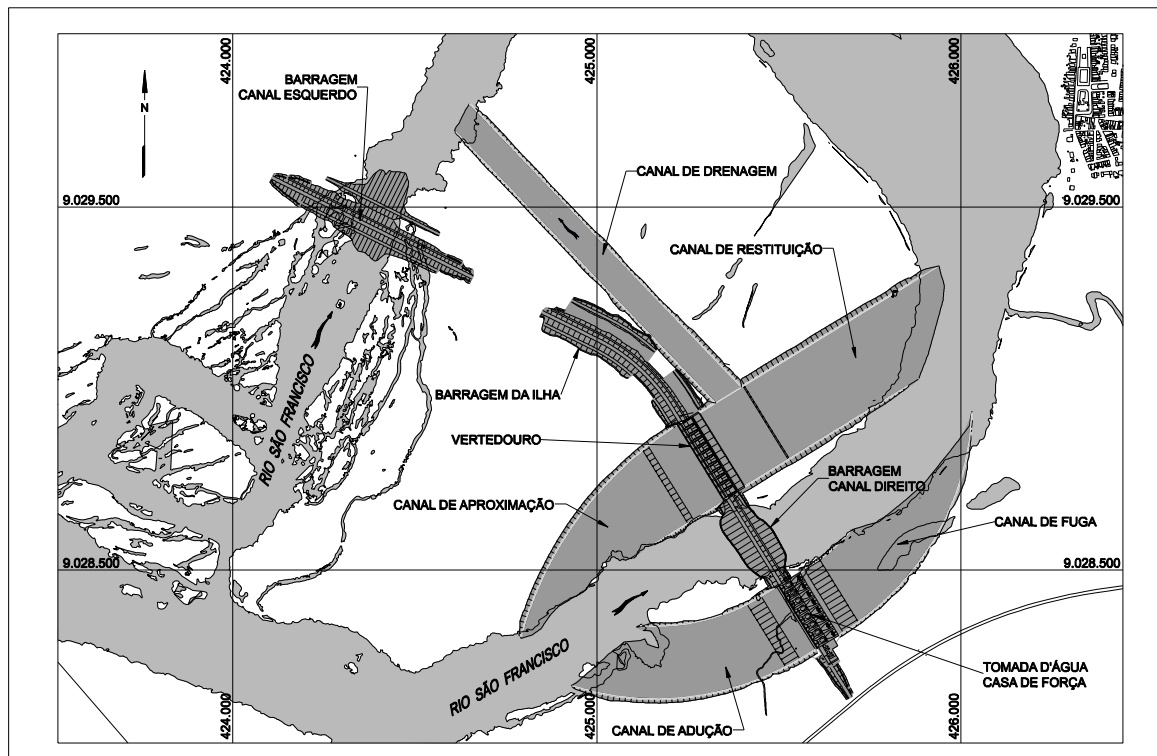


Figura 2.10
Alternativa III de arranjo da UHE Riacho Seco

2.5.3 Comparação e seleção da alternativa de arranjo

A alternativa I possui as seguintes vantagens:

- a localização da subestação na margem direita possibilita sua ligação à linha de transmissão de 500 kV, sem a necessidade de cruzar o rio, evitando assim custos adicionais de construção de torres de transmissão em área a ser inundada;
- o braço direito apresenta, em relação ao braço esquerdo, calha mais larga e regular a montante e no eixo do barramento, o que favorece melhores condições de escoamento na aproximação ao vertedouro e adução à tomada d'água. Para vazões médias, a calha direita conduz aproximadamente 72% da vazão aduzida ao eixo, caracterizando essa melhor condição. Esse comportamento é praticamente mantido para vazões maiores;
- apresenta menores quantitativos de obras civis, tornando-se a mais econômica;
- o canal de drenagem é mais barato que o das demais alternativas.

A alternativa I possui as seguintes desvantagens:

- maior distância das áreas de empréstimo de material para execução da ensecadeira de primeira fase na margem direita. Os levantamentos geológico-geotécnicos executados não permitiram identificar jazidas de empréstimo a distâncias satisfatórias pela margem direita;
- o acesso à usina pela margem direita exige diversas obras de melhoria e reforço de rodovias e obras de arte, com os correspondentes custos adicionais.

As vantagens da alternativa II são:

- proximidade da área de empréstimo de materiais, favorecendo o ataque da execução das obras, conforme sequência construtiva prevista;
- as rodovias do estado de Pernambuco estão em melhores condições de uso, favorecendo o acesso à usina pelo lado esquerdo.

As desvantagens são:

- considerando a magnitude das vazões de projeto do vertedouro, a subestação deverá ficar na margem esquerda acarretando a travessia do rio para a ligação à LT de 500 kV situada na outra margem, exigindo a execução de torres no trecho alargado, aumentando o custo das fundações;
- em condições naturais a calha esquerda comporta uma parcela menor da vazão afluente ao eixo, o que pode desfavorecer as condições de escoamento na adução/aproximação;
- o canal de drenagem precisa ser mais largo e, conseqüentemente, mais caro que as demais alternativas.

A alternativa III apresenta as mesmas vantagens da alternativa I. Também apresenta as mesmas desvantagens e, adicionalmente, devido ao acréscimo de volume de escavação de canais, torna-se a alternativa com maiores custos de obras civis entre as estudadas.

O Quadro 2.2 mostra que a alternativa mais econômica, considerando custos básicos de obras civis, é a alternativa I.

Quadro 2.2
Comparativo de custos básicos entre as alternativas

| Alternativa | Custo (R\$) |
|-------------|-------------|
| I | 242.357.290 |
| II | 280.283.955 |
| III | 289.422.258 |

Fonte : modificado de Engevix (2007)

Em termos ambientais não existem diferenças significativas entre as alternativas de arranjo estudadas.

As alternativas I e III, que possuem as estruturas de concreto na margem direita, terão o canteiro de obras principal na margem baiana, o que causará impactos negativos no povoado de Riacho Seco, município de Curaçá (BA). Isto porque a rodovia BA-210, que servirá de acesso ao canteiro nessas alternativas, terá o tráfego de veículos aumentado. Por outro lado, a localização da casa de força nesta margem trará ao município de Curaçá os impactos positivos da compensação financeira da geração.

Para a alternativa II, em que as estruturas de concreto estão na margem esquerda, os impactos negativos do canteiro cairão sobre a localidade de Inhanhum, município de Santa Maria da Boa Vista (PE), e sobre a rodovia BR-426. Neste caso, este município será beneficiado pela compensação financeira da geração.

O que se observa é que a incidência dos impactos ambientais negativos advindos do canteiro e os positivos, decorrentes da compensação financeira da geração se alternam entre as margens, de acordo com a localização das estruturas de concreto e da casa de força. Entretanto a magnitude destes impactos é de difícil quantificação, dificultando por sua vez a inferência de qual é a alternativa menos impactante. Diante disso, o critério econômico foi preponderante, o que levou à seleção da alternativa de arranjo I da UHE Riacho Seco, que será caracterizada no próximo capítulo.

2.6 Alternativa de não execução do empreendimento

Do ponto de vista ambiental, a hipótese de não execução do empreendimento, obviamente, é a mais favorável, uma vez que não incidirá sobre a área de influência uma série de impactos ambientais negativos decorrentes da construção e operação da UHE Riacho Seco.

Por outro lado, também não incidirão os impactos positivos, entre eles o acréscimo de energia ao sistema interligado nacional, objetivo do empreendimento. Nesse aspecto, a não execução da UHE Riacho Seco poderá comprometer as metas do Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica. Esta situação é agravada pelo momento que o País está passando – crescimento econômico e populacional, com crescentes demandas de energia elétrica, e poucas usinas sendo ofertadas nos últimos leilões de energia nova realizados pela Aneel.

2.7 Considerações finais

As alternativas de localização e de cota dos aproveitamentos hidrelétricos estudadas nos últimos 20 anos no trecho do rio São Francisco entre as usinas de Sobradinho e Itaparica tiveram uma redução na potência instalada em torno de 70% e uma redução das áreas inundadas em cerca de 90% (Quadro 2.3).

Nos estudos realizados pela Chesf nas décadas de 1980 e 1990, estimava-se a possibilidade de se implantar de duas a três usinas no trecho, totalizando 1.251 MW a 1.760 MW de potência instalada e reservatórios que totalizavam 530 km² a 1.691 km². O inventário hidrelétrico aprovado em 2003 prevê a implantação de duas usinas no trecho, que totalizam 560 MW de potência instalada e 171 km² de reservatórios.

Quadro 2.3
Evolução dos estudos de alternativas no trecho entre Sobradinho e Itaparica

| Estudos de alternativas | Número de usinas | Áreas inundadas (km ²) | Potência instalada (MW) |
|----------------------------|------------------|------------------------------------|-------------------------|
| Chesf 1986 – quedas médias | 2 a 3 | 1.089 a 1.691 | 1.756 a 1.760 |
| Chesf 1987 – quedas baixas | 4 | 590 a 685 | 1.424 a 1.584 |
| Chesf 1992 | 3 | 530 a 905 | 1.251 a 1.533 |
| Engevix 2003 | 2 | 171 | 560 |

Fonte: Chesf (1999) e Engevix (2003).

O que se pode concluir é que, a cada novo estudo, a variável ambiental foi sendo cada vez mais considerada. As usinas previstas foram diminuindo ao longo do tempo, privilegiando o regime de operação a fio d'água. Consequentemente houve uma significativa redução das áreas inundadas e dos impactos ambientais a elas associados.

Além disso, a UHE Riacho Seco, prevista no inventário hidrelétrico na cota 352,5 m será avaliada, no presente EIA, na cota 351,0 m.

3 ALTERNATIVAS DE TRAÇADO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO

3.1 Considerações Iniciais

O planejamento energético prevê, quando da entrada em operação da UHE Riacho Seco, que a energia gerada seja escoada para o sistema elétrico mediante sua interligação com a rede básica existente. Os estudos da integração da UHE Riacho Seco no Sub-médio São Francisco demonstraram que a conexão dessa usina deveria ser feita no sistema de 500 kV mais adequado existente na região.

Devido à configuração atual, os sistemas de transmissão integrantes da Rede Básica nas proximidades são os caracterizados por:

- 1) a LT 500kV Sobradinho – Luiz Gonzaga – C2 pela margem direita; implicando na implantação de um circuito simples com 11 km de extensão;
- 2) a SE Bom Nome 230/69kV da Chesf, pela margem esquerda, implicando na construção de um circuito duplo (ou simples) em 230 kV com 148 km de extensão.

Desses dois sistemas prováveis, os estudos conduziram para a escolha da Alternativa 1 - sistema representado pela LT 500kV – SOB/LGZ, que resulta em menor extensão de linhas (menos de 10% da extensão da Alternativa 2), com possível menor impacto ambiental (CHESF, 2006).

Para possibilitar a conexão da UHE Riacho Seco com o sistema elétrico escolhido, serão realizados os seguintes serviços: seccionamento da linha em 500kV SOB/LGZ – C2 e construção de duas linhas paralelas em 500kV, em circuito simples, com aproximadamente 11 km de extensão cada, com a finalidade de possibilitar a integração da UHE Riacho Seco ao sistema elétrico existente.

No diagrama unifilar abaixo, o empreendimento em análise está representado pelas linhas tracejadas, representando os dois circuitos em 500 kV de interligação da UHE Riacho Seco com o circuito existente representado pela LT 500kV SOB-LGZ – circuito C2.

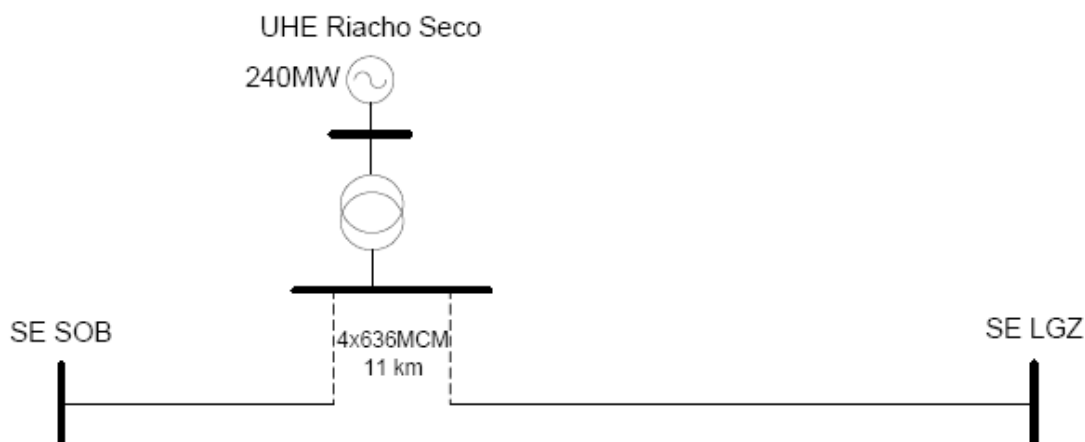


Figura 3.1
Diagrama unifilar da interligação da UHE Riacho Seco

Para a realização dessa interconexão se faz necessário, num dos extremos, a conexão das LTs ao barramento de 500 kV da SE Riacho Seco (componente integrante do complexo da UHE Riacho Seco) e, no outro extremo, os acessos dessas novas LTs ao ponto de seccionamento (na estrutura 161/2 da LT 500kV SOB/LGZ) mediante a construção da respectiva subestação seccionadora.

3.2 Apresentação das alternativas de traçado

Após a definição do corredor preferencial para a integração da UHE Riacho Seco à Rede Básica de Transmissão, foram estabelecidas duas diretrizes de caminhamento para implantação da rede aérea de transmissão de energia elétrica denominada LT 500 kV UHE Riacho Seco / LT 500 kV Sobradinho-Luiz Gonzaga C2. A definição por apenas duas alternativas deveu-se, sobretudo, à homogeneidade dos biomas interceptados pela LT, conferida pela similaridade das condições edafoclimáticas que caracterizam as áreas de influência do empreendimento. Essas diretrizes foram avaliadas segundo aspectos construtivos, socioambientais e de custos, conforme descrito a seguir:

- **Alternativa 1** - LT 500 kV UHE Riacho Seco / LT 500 kV Sobradinho - Luiz Gonzaga C2, correspondendo à implantação de rede aérea de transmissão de energia elétrica em 500 kV com 10,56 km de extensão;
- **Alternativa 2** - LT 500 kV UHE Riacho Seco / LT 500 kV Sobradinho - Luiz Gonzaga C2, correspondendo à implantação de rede aérea de transmissão de energia elétrica em 500 kV com 10,89 km de extensão.

Os vértices das referidas alternativas de traçado estão sumarizados nos quadros a seguir (ver também Figura 3.2).

Quadro 3.1
Coordenadas dos vértices das alternativas

| | Descrição | E | N | LAT | LON |
|---|-----------------------|--------|---------|------------|------------|
| 1 | UHE Riacho Seco | 425091 | 9028969 | -39°40'52" | -08°47'02" |
| 2 | Vértice Intermediário | 428533 | 9022602 | -39°38'60" | -08°50'29" |
| 3 | Vértice Seccionamento | 431642 | 9020688 | -39°37'18" | -08°51'32" |

Quadro 3.2
Extensão total das alternativas

| Rota | Sequência | Extensão (m) |
|------|-----------|--------------|
| 1 | 3-1 | 10.559 |
| 2 | 1-2-3 | 10.889 |

Quadro 3.3
Distâncias entre os vértices das alternativas

| Tangentes | Distâncias |
|-----------|------------|
| 1-3 | 10.559 |
| 1-2 | 7.237 |
| 2-3 | 3.651 |

As alternativas de traçado estão contidas em um corredor pré-selecionado com largura de 20 km, visualizado na figura a seguir.

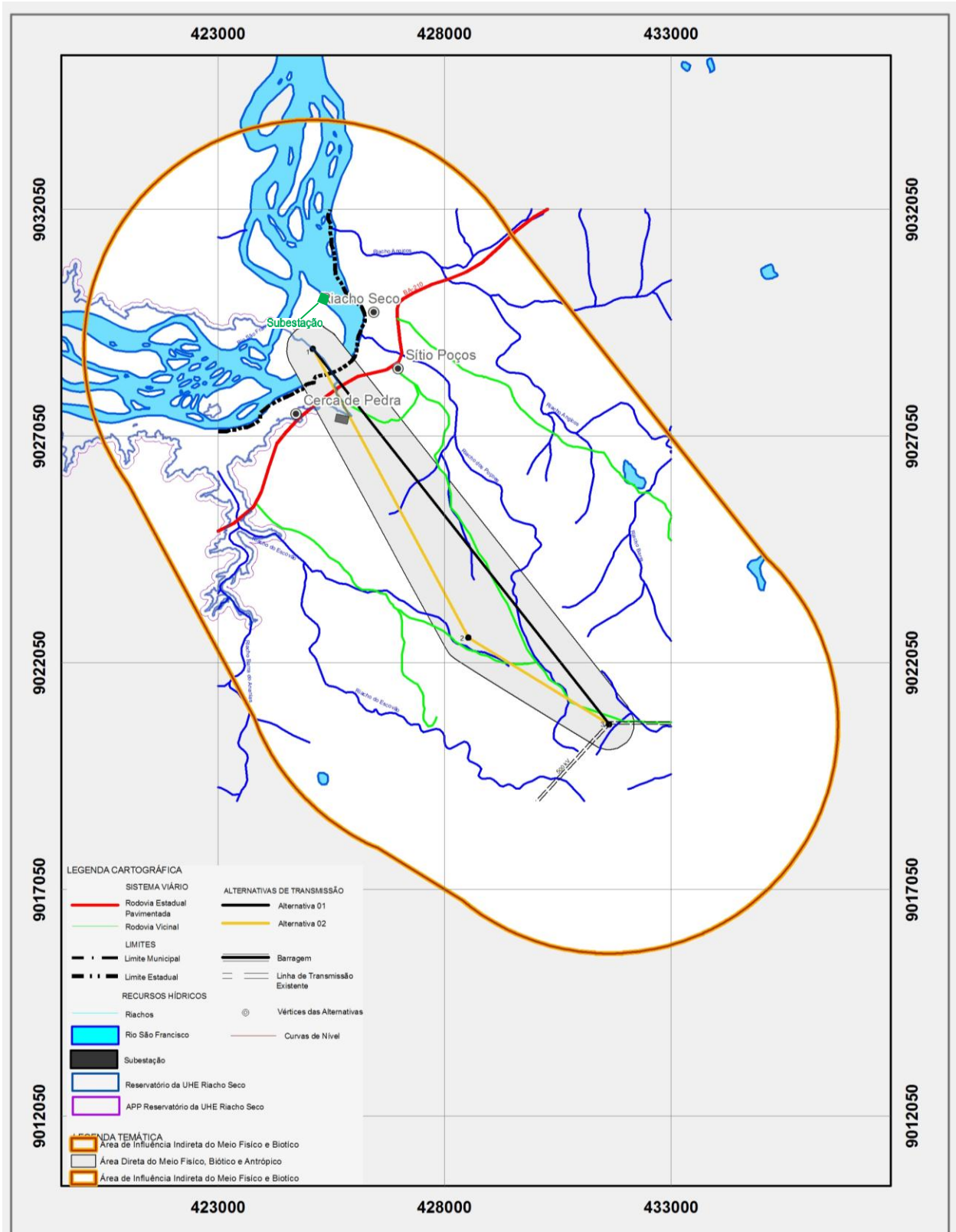


Figura 3.2
Alternativas de traçado da linha de transmissão

3.3 Características específicas das alternativas de traçado

- Comprimento total aproximado:
 - o comprimento total da alternativa de traçado escolhida é de 10,56 km.
- Número estimado de torres e distância média entre elas:
 - para esse traçado será necessária a implantação de 22 km de Linha de Transmissão com uma estimativa de vão médio de 500 m, o que resulta, para as duas linhas de transmissão, a quantidade total de 45 estruturas metálicas.
- Número de torres alteadas:
 - não há previsão de emprego de torres alteadas.

4 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AVALIAÇÃO e Identificação de Ações Prioritárias para a Conservação, Utilização Sustentável e Repartição de Benefícios da Biodiversidade do Bioma Caatinga. Disponível em : <<http://www.biodiversitas.org/caatinga>>. Acesso em: 24 set. 2001.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica: 2006-2015**. Ministério de Minas e Energia; colaboração Empresa de Pesquisa Energética. – Brasília: MME: EPE, 2006. 76 p.

CHESF – Companhia Hidroelétrica do São Francisco. **Rio São Francisco – “Degrau” Sobradinho-Itaparica**. Aproveitamentos hidrelétricos e outros benefícios econômicos e sociais. Síntese dos estudos. Recife: Chesf, mai. 1999.

CHESF – Companhia Hidroelétrica do São Francisco. **Integração elétrica da UHE Riacho Seco no médio São Francisco**. Relatório NT-DEPT 01-01-03/2006. Recife: Chesf, 2006.

ELETROBRÁS – Centrais Elétricas Brasileiras S. A. **Manual de Inventário Hidrelétrico de Bacias Hidrográficas** (versão 2.0). Volume 1 – Metodologia. Brasília: Eletrobrás, nov. 1997.

ENGEVIX Engenharia S/A. **Inventário hidrelétrico do rio São Francisco** – trecho entre Sobradinho e Itaparica. Relatório 3806/01-10-RL-0001. Brasília: Engevix, abr. 2003.

ENGEVIX Engenharia S/A. **UHE Riacho Seco** – Estudos de viabilidade – relatório final. Relatório 8810/00-10-RL-0001. Brasília: Chesf/CNO/Desenvix/Engevix, 2007. 324 p.

TOPOCART. **Demarcação de linha d’água do AHE Riacho Seco** (aglomerados urbanos). Relatório técnico de serviços topográficos. Brasília: Topocart, 2007.