

AVALIAÇÕES TÉCNICO-OPERACIONAIS E ESTUDOS ECONÔMICO-FINANCEIROS (inclusive para fins de Privatização)

Desde 1992 a THEMAG vem trabalhando na avaliação de empresas de energia elétrica, envolvendo principalmente concessionárias de distribuição e de geração.

No período 1992-1993, a THEMAG desenvolveu o seu primeiro trabalho nessa área, tendo na época realizado a avaliação econômico-financeira, para fins de privatização, das três usinas hidroelétricas da CESP localizadas no alto Rio Pardo.

Desde o final de 1993 até meados de 1996, a THEMAG, em consórcio com a Trevisan e outros, foi contratada pelo BNDES – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social para realizar o Serviço B de avaliação da LIGHT Serviços de Eletricidade S.A. e da ESCELSA – Centrais Elétricas do Espírito Santo S.A.

No âmbito desse Consórcio, à THEMAG, como empresa de engenharia consultiva especializada em geração, transmissão e em distribuição de energia elétrica, bem como em estudos de sistemas elétricos em geral, coube a responsabilidade de:

- a) Participar da realização do Estudo Geral – “Caracterização e Diagnóstico Geral do Sistema Elétrico Nacional”;
- b) Fornecer apoio técnico aos demais membros do Consórcio, sob o ponto de vista de engenharia, na realização dos trabalhos “Proposições de Modelo Institucional e de Gestão para o Sistema Elétrico Brasileiro” e “Proposição de Modelo de Desestização das Empresas do Sistema ELETROBRÁS”;
- c) Realizar, juntamente com a Trevisan, as avaliações patrimoniais da LIGHT e da ESCELSA;
- d) Realizar, juntamente com a Trevisan, as avaliações econômico-financeiras da LIGHT e da ESCELSA. Além disso, como serviço complementar àqueles relacionados com a desestização da LIGHT, foi feita também a avaliação econômico-financeira da ELETROPAULO.

Os serviços referentes às avaliações das usinas da CESP no alto Rio Pardo, aos itens “c” e “d” acima e à avaliação da ELETROPAULO, encontram-se sumariados nas folhas que se seguem, assim como os demais trabalhos desenvolvidos nessa área pela THEMAG desde então, os quais são abaixo relacionados:

- . Avaliação técnico-operacional e ambiental dos sistemas de transmissão e de distribuição da ENERSUL e avaliação econômico-financeira da Empresa; contratante Estado do Mato Grosso do Sul, Serviço “B” em consórcio com o Banco Fator; 1997;

- . Avaliação técnico-operacional e ambiental dos sistemas de geração, transmissão e distribuição da CELPA; avaliação econômico-financeira e modelagem de venda da Empresa; contratante Estado do Pará; Serviço “B” em consórcio com a Deloitte; 1997-1998;
- . Avaliação técnico-operacional e ambiental, avaliação econômico-financeira e modelagem de venda do sistema isolado de MANAUS; contratante BNDES, Serviço “B” em consórcio com o Banco Fator; 1997-1999 (serviço não concluído);
- . Avaliação técnico-operacional e ambiental, avaliação econômico-financeira e modelagem de venda do sistema isolado de BOA VISTA; contratante BNDES, Serviço “B” em consórcio com o Banco Fator; 1997-1999 (serviço não concluído);
- . Avaliação técnico-operacional e econômico-financeira da companhia de distribuição ELEKTRO, desmembrada da CESP; contratante Cia Energética de São Paulo; Serviço “A” em consórcio com o Banco Fator; 1997-1998;
- . Avaliação técnico-operacional, ambiental e econômico-financeira dos ativos de geração da GERASUL – Centrais Geradoras do Sul do Brasil, desmembrada da ELETROSUL; contratante BNDES; Serviço “A” em consórcio com o Deutsche Bank; 1997-1998;
- . Avaliação técnico-operacional e econômico-financeira da Companhia de Geração de Energia Elétrica PARANAPANEMA, concessionária constituída a partir de cisão parcial da CESP; contratante Cia Energética de São Paulo; Serviço “A” em consórcio com o Banco Fator; 1998-1999;
- . Avaliação técnico-operacional e econômico-financeira da Companhia de Geração de Energia Elétrica TIETÊ, concessionária constituída a partir de cisão parcial da CESP; contratante Cia Energética de São Paulo; Serviço “A” em consórcio com o Banco Fator; 1998-1999;
- . Avaliação técnico-operacional, ambiental e econômico-financeira dos ativos de geração de FURNAS Centrais Elétricas S.A.; contratante BNDES; Serviço “A” em consórcio com o Deutsche Bank; 1998-1999 (serviço em andamento);
- . Avaliação técnico-operacional e econômico-financeira da Companhia de Geração de Energia Elétrica PARANÁ, concessionária remanescente na CESP após a cisão parcial dessa empresa; contratante Cia Energética de São Paulo; Serviço “A” em consórcio com o Banco Fator; 1999 (serviço em andamento);
- . Avaliação técnico-operacional, ambiental e econômico-financeira e modelagem de venda dos sistemas elétricos da CERON – Centrais Elétricas de Rondônia S.A., da ELETROACRE – Companhia de Eletricidade do Acre e das Unidades Geradoras e Sistemas de Transmissão da ELETRONORTE – Centrais Elétricas do Norte do Brasil S. A. situados nos Estados de Rondônia e do Acre; contratante BNDES, Serviço “B” em consórcio com a Deloitte; 1999 (serviço em andamento).

USINAS DO ALTO RIO PARDO - CESP, SP

Foi feita, no período 1992/1993, a avaliação econômico-financeira de 03 (três) usinas pertencentes à CESP - Companhia Energética de São Paulo, localizadas no alto Rio Pardo. São elas:

- ◆ Caconde (Graminha) - 80,4 MW;
- ◆ Euclides da Cunha - 108,8 MW;
- ◆ Armando de Salles Oliveira (Limoeiro) - 32,2 MW

Essa análise requereu abordagens multidisciplinares, que compreenderam desde avaliações fundiárias, civis e eletromecânicas, até o estabelecimento de cenários de custo de energia inseridos no então quadro econômico-financeiro do setor elétrico brasileiro.

O trabalho englobou ampla coleta de dados e informações junto à CESP e visita às instalações geradoras por uma equipe de técnicos, incluindo especialistas nas áreas civil, mecânica, elétrica, avaliação fundiária e patrimonial.

Na avaliação do negócio utilizou-se modelo que simula a evolução das receitas e das despesas num período de 30 anos, o que proporcionou a determinação de diversos níveis de rentabilidade no âmbito de cenários alternativos.

ESCELSA - ESPÍRITO SANTO CENTRAIS ELÉTRICAS S.A.

A ESCELSA, empresa incluída no PND - Programa Nacional de Desestização, por meio do Decreto nº 572, de 22.06.1992, atua em 66 municípios, cujas áreas totalizam 40.674 km², correspondendo a 90% do território do Estado do Espírito Santo.

1. AVALIAÇÃO PATRIMONIAL

Os serviços realizados pela THEMAG compreenderam a avaliação dos ativos operacionais da ESCELSA, englobando os que se relacionam a seguir, considerados como os mais significativos para a análise em questão. Tais ativos foram avaliados pelos valores de reposição, tendo sido estabelecidos fatores de depreciação e obtidos os correspondentes valores atuais.

- a) Usinas geradoras hidroelétricas, num total de 12 (doze), englobando os terrenos e servidões, reservatórios, barragens, diques, adutoras, estruturas, turbinas, geradores, serviços auxiliares e equipamentos elétricos nas respectivas subestações, até o lado de baixa tensão dos transformadores elevadores. As usinas foram avaliadas por meio da elaboração das respectivas planilhas de quantidades e preços, de acordo com Orçamento Padrão ELETROBRÁS para Aproveitamentos Hidrelétricos, levando-se em conta os aspectos civis, mecânicos e elétricos, a partir de dados de projeto, de análises existentes e de visitas e inspeções "in loco".
- b) Subestações, compreendendo todas as que se conectam ao sistema de transmissão em 230 kV, 138 kV, 69 kV e 34,5 kV da ESCELSA. São 66 subestações, englobando as transformadoras de transmissão, as de manobra e as das usinas geradoras, nos seus diversos níveis de tensão, totalizando 1.878 MVA de capacidade transformadora. A avaliação foi feita de acordo com os procedimentos usuais da ELETROBRÁS, considerando-se custos que englobam para as subestações todos os seus módulos, equipamentos, sistema carrier, painéis, estruturas, suportes, cabos de controle, isoladores, barramentos e cabos, obras civis, montagem eletromecânica, transporte, frete, seguros, inspeção, engenharia, administração e outros custos.
- c) Linhas de transmissão, compreendendo todas aquelas nas tensões de 230 kV, 138 kV, 69 kV ou 34,5 kV, as quais totalizam, em conjunto, cerca de 2.669 km de extensão. Foram identificadas no sistema ESCELSA todas as linhas de transmissão, trecho a trecho, com seus respectivos comprimentos e com todas as suas características técnicas e físicas, tais como tipo e bitola do cabo condutor, tipo de estrutura (torre), cabos-guarda e fundações etc. A avaliação foi feita com base em informações de projeto, idade, inspeções "in loco", dados de desempenho e projetos de revitalização, quando disponíveis.
- d) Sistema de distribuição, compreendendo os circuitos aéreos em média tensão (13,8 a 11,4 kV) das redes de distribuição primárias urbana e rural, que atendem a 393

localidades, englobando também a transformação primária / secundária e todo o sistema e equipamentos em baixa tensão (127 V, 220 V etc) que compõem a rede de distribuição secundária propriamente dita. O sistema, como um todo, é caracterizado por ter cerca de 29.900 km de redes, 361.600 postes e 21.430 transformadores, correspondendo a 756 MVA de capacidade transformadora. Na avaliação levou-se também em conta a vida útil prevista das diversas instalações e os respectivos índices de manutenção.

- e) Principais equipamentos de reserva, não integrantes dos estoques convencionais da ESCELSA devido ao seu grande porte e custos elevados, compreendendo transformadores de força, disjuntores, chaves, transformadores de corrente e potencial, divisores capacitivos e pára-raios, nas tensões de 138 kV, 69 kV e 34,5 kV.

2. AVALIAÇÃO ECONÔMICO-FINANCEIRA

A avaliação foi feita com base no valor presente líquido do fluxo de caixa operacional da ESCELSA, obtido por meio de projeções do desempenho da empresa em diferentes cenários, metodologia essa aceita pelo gestor do PND. Os serviços realizados pela THEMAG, referentes à avaliação econômico-financeira da ESCELSA, são relacionados abaixo:

- a) Avaliação das despesas e receitas com compra e venda de energia elétrica, compreendendo as seguintes projeções anuais, por um período de 10 anos, de:
- ◆ mercado total, mercado por classe de consumidor e por classe tarifária;
 - ◆ perdas totais, técnicas e comerciais;
 - ◆ evolução do balanço energético da ESCELSA, com base em seu mercado, em sua geração própria e nos suprimentos externos;
 - ◆ evolução dos suprimentos de energia e demanda de FURNAS e de potência de ITAIPU;
 - ◆ despesas com FURNAS e ITAIPU relativas às compras pela ESCELSA de energia, demanda e potência e pelo pagamento do transporte da potência de ITAIPU;
 - ◆ determinação das tarifas médias de suprimento e sua evolução ao longo do período analisado;
 - ◆ tarifas de fornecimento, nas diversas classes tarifárias em alta tensão e em baixa tensão;
 - ◆ determinação das tarifas médias de fornecimento e sua evolução ao longo do período considerado na avaliação;
 - ◆ análise de diversos cenários tarifários, com diferentes evoluções ao longo do tempo;
 - ◆ receitas com venda de energia elétrica;
 - ◆ análise de sensibilidade por meio do estudo de cenários alternativos, com o intuito de quantificar a influência nas despesas/receitas da ESCELSA, com compra e venda de

energia elétrica, de parâmetros importantes, tais como, crescimento maior ou menor do mercado, perfis tarifários diferentes, níveis diferenciados de investimentos na rede elétrica, diversas evoluções da capacidade instalada em geração própria etc.

b) Investimentos na rede elétrica, compreendendo as suas projeções anuais, por um período de 10 anos, desagregados em:

- ◆ investimentos em geração;
- ◆ investimentos em transmissão, calculados com base na expansão da rede para atender a evolução projetada do mercado;
- ◆ idem, em distribuição em média tensão e em baixa tensão;
- ◆ gastos com manutenção e operação do sistema elétrico.

É importante mencionar também que, na avaliação econômico-financeira, ao valor do fluxo de caixa operacional obtido para o período de 10 (dez) anos efetivamente projetado foi adicionada a estimativa do valor de sua perpetuidade.

Os serviços aqui relacionados foram realizados sob o amparo do Contrato n° PND/CN-10/92-B, assinado com o BNDES em 30 de junho de 1993.

LIGHT SERVIÇOS DE ELETRICIDADE S.A.

A LIGHT, empresa incluída no PND - Programa Nacional de Desestização, por meio do Decreto nº 572, de 22.06.1992, atende cerca de 2,7 milhões de consumidores, atuando em 28 municípios, cujas áreas totalizam 10.970 km², o que corresponde a 24,8 % do território do Estado do Rio de Janeiro.

1. AVALIAÇÃO PATRIMONIAL

Os serviços realizados pela THEMAG compreenderam a avaliação dos ativos operacionais da LIGHT, englobando os que se relacionam a seguir, considerados como os mais significativos para a análise em questão. Tais ativos foram avaliados pelos valores de reposição, tendo sido estabelecidos fatores de depreciação e obtidos os correspondentes valores atuais.

- a) Usinas geradoras hidroelétricas, incluindo também as usinas de bombeamento de água (elevatórias), num total de 15 (quinze), e englobando os terrenos e servidões, reservatórios intermediários e de regularização, barragens, diques, adutoras, estruturas, turbinas, geradores, serviços auxiliares e equipamentos elétricos nas respectivas subestações, até o lado de baixa tensão dos transformadores elevadores. Todas essas instalações foram avaliadas por meio da elaboração das respectivas planilhas de quantidades e preços, de acordo com Orçamento Padrão ELETROBRÁS para Aproveitamentos Hidrelétricos, levando-se em conta os aspectos civis, mecânicos e elétricos, a partir de dados de projeto, de análises existentes e de visitas e inspeções "in loco".
- b) Subestações, compreendendo todas as que se conectam ao sistema de transmissão em 230 kV e em 138 kV da LIGHT. São 85 subestações, englobando as transformadoras de transmissão, as de manobra, as das usinas geradoras e as das elevatórias, nos seus diversos níveis de tensão, totalizando 7.929 MVA de capacidade transformadora. A avaliação foi feita de acordo com os procedimentos usuais da ELETROBRÁS, considerando-se custos que englobam para as subestações todos os seus módulos, equipamentos, sistema carrier, painéis, estruturas, suportes, cabos de controle, isoladores, barramentos e cabos, obras civis, montagem eletromecânica, transporte, frete, seguros, inspeção, engenharia, administração e outros custos.
- c) Linhas de transmissão, compreendendo todas aquelas nas tensões de 230 kV ou 138 kV aéreas e subterrâneas, as quais totalizam, em conjunto, cerca de 2.196 km de extensão. Foram identificadas no sistema LIGHT todas as linhas de transmissão, trecho a trecho, com seus respectivos comprimentos e com todas as suas características técnicas e físicas, tais como tipo e bitola do cabo condutor, tipo de estrutura (torre), cabos-guarda e fundações etc. A avaliação foi feita com base em informações de projeto, idade, inspeções "in loco", dados de desempenho e projetos de revitalização, quando disponíveis.

- d) Sistema de distribuição, compreendendo no sistema de média tensão os circuitos aéreos em 25, 13,8 e 6 kV e os circuitos subterrâneos em 25 e 13,8 kV das redes de distribuição primária e englobando também a transformação primária / secundária e todo o sistema e equipamentos em baixa tensão (127 V, 220 V etc) que compõem a rede de distribuição secundária propriamente dita. O sistema, como um todo, é caracterizado por ter cerca de 517.975 postes, 48.703 e 6.998 km de condutores de rede primária aérea e subterrânea, respectivamente, 109.938 e 7.182 km de condutores de rede secundária aérea e subterrânea, respectivamente, e 52.660 transformadores, correspondendo a 4.902 MVA de capacidade transformadora. Na avaliação levou-se também em conta a vida útil prevista das diversas instalações e os respectivos índices de manutenção.
- e) Principais equipamentos de reserva, não integrantes dos estoques convencionais da LIGHT devido ao seu grande porte e custos elevados, compreendendo transformadores de força, disjuntores, chaves, transformadores de corrente e potencial, divisores capacitivos e pára-raios, nas tensões de 230 kV e 138 kV.

2. AVALIAÇÃO ECONÔMICO-FINANCEIRA

A avaliação foi feita com base no valor presente líquido do fluxo de caixa operacional da LIGHT, obtido por meio de projeções do desempenho da empresa em diferentes cenários, metodologia essa aceita pelo gestor do PND. Os serviços realizados pela THEMAG, referentes à avaliação econômico-financeira da LIGHT, são relacionados abaixo:

- a) Avaliação das despesas e receitas com compra e venda de energia elétrica, compreendendo as seguintes projeções anuais, por um período de 10 anos, de:
- ◆ mercado total, mercado por classe de consumidor e por classe tarifária;
 - ◆ perdas totais, técnicas e comerciais;
 - ◆ evolução do balanço energético da LIGHT, com base em seu mercado, em sua geração própria e nos suprimentos externos;
 - ◆ evolução dos suprimentos de energia e demanda de FURNAS e de potência de ITAIPU;
 - ◆ despesas com FURNAS e ITAIPU relativas às compras pela LIGHT de energia, demanda e potência e pelo pagamento do transporte da potência de ITAIPU;
 - ◆ determinação das tarifas médias de suprimento e sua evolução ao longo do período analisado;
 - ◆ tarifas de fornecimento, nas diversas classes tarifárias em alta tensão e em baixa tensão;
 - ◆ determinação das tarifas médias de fornecimento e sua evolução ao longo do período considerado na avaliação;
 - ◆ análise de diversos cenários tarifários, com diferentes evoluções ao longo do tempo;
 - ◆ receitas com venda de energia elétrica;

- ◆ outras receitas (wheeling, aluguel de postes etc).
- ◆ análise de sensibilidade por meio do estudo de cenários alternativos, com o intuito de quantificar a influência nas despesas/receitas da LIGHT, com compra e venda de energia elétrica, de parâmetros importantes, tais como, crescimento maior ou menor do mercado, perfis tarifários diferentes, níveis diferenciados de investimentos na rede elétrica, diversas evoluções da capacidade instalada em geração própria etc.

b) Investimentos na rede elétrica, compreendendo as suas projeções anuais, por um período de 10 anos, desagregados em:

- ◆ investimentos em geração;
- ◆ investimentos em transmissão, calculados com base na expansão da rede para atender a evolução projetada do mercado;
- ◆ idem, em distribuição em média tensão e em baixa tensão;
- ◆ gastos com manutenção e operação do sistema elétrico.

É importante mencionar também que, na avaliação econômico-financeira, ao valor do fluxo de caixa operacional obtido para o período de 10 (dez) anos efetivamente projetado foi adicionada a estimativa do valor de sua perpetuidade.

Os serviços aqui relacionados foram realizados sob o amparo do Contrato n° PND/CN-10/92-B, assinado com o BNDES em 30 de junho de 1993.

ELETROPAULO - ELETRICIDADE DE SÃO PAULO S.A.

A ELETROPAULO é uma concessionária que distribui cerca de 23% de toda a energia elétrica consumida no país, atendendo aproximadamente 5,5 milhões de consumidores em 78 municípios paulistas, cujas áreas totalizam 21.168 km².

A avaliação foi feita com base no valor presente líquido do fluxo de caixa operacional da ELETROPAULO, obtido por meio de projeções do desempenho da empresa em diferentes cenários, metodologia essa aceita pelo gestor do PND. Os serviços realizados pela THEMAG, referentes à avaliação econômico-financeira da ELETROPAULO, são relacionados abaixo:

- a) Avaliação das despesas e receitas com compra e venda de energia elétrica, compreendendo as seguintes projeções anuais, por um período de 10 anos, de:
- ◆ mercado total, mercado por classe de consumidor e por classe tarifária;
 - ◆ perdas totais, técnicas e comerciais;
 - ◆ evolução do balanço energético da ELETROPAULO, com base em seu mercado, em sua geração própria e nos suprimentos externos;
 - ◆ evolução dos suprimentos de energia e demanda de CESP/FURNAS e de potência de ITAIPU;
 - ◆ determinação das tarifas médias de suprimento e sua evolução ao longo do período analisado;
 - ◆ tarifas de fornecimento, nas diversas classes tarifárias em alta tensão e em baixa tensão;
 - ◆ determinação das tarifas médias de fornecimento e sua evolução ao longo do período considerado na avaliação;
 - ◆ análise de cenários tarifários, com diferentes evoluções ao longo do tempo;
 - ◆ receitas com venda de energia elétrica;
 - ◆ análise de sensibilidade por meio do estudo de cenários alternativos, com o intuito de quantificar a influência nas despesas/receitas da ELETROPAULO, com compra e venda de energia elétrica, de parâmetros importantes, tais como, crescimento maior ou menor do mercado, perfis tarifários diferentes e níveis diferenciados de investimentos na rede elétrica.
- b) Investimentos na rede elétrica, compreendendo as suas projeções anuais, por um período de 10 anos, desagregados em:
- ◆ investimentos em geração;
 - ◆ investimentos em transmissão, calculados com base na expansão da rede para atender a evolução projetada do mercado;

- ◆ investimentos em distribuição em média tensão e em baixa tensão, calculados com base na expansão da rede para atender a evolução projetada do mercado;
- ◆ gastos com manutenção e operação do sistema elétrico.

É importante mencionar também que, na avaliação econômico-financeira, ao valor do fluxo de caixa operacional obtido para o período de 10 (dez) anos efetivamente projetado foi adicionada a estimativa do valor de sua perpetuidade.

Os serviços, aqui relacionados, foram realizados sob o amparo do Contrato n° PND/CN-10/92-B, assinado com o BNDES em 30 de junho de 1993.

ENERSUL – EMPRESA ENERGÉTICA DE MATO GROSSO DO SUL S.A.

A ENERSUL é uma empresa concessionária de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica no Estado de Mato Grosso do Sul, caracterizada pelas seguintes grandezas básicas, referidas a dezembro/1996, que definem o seu porte: área de concessão - 328.659,3 km²; número de municípios atendidos - 72; número de localidades atendidas - 191; número de consumidores - 467.471; consumo total - 2.339 GWh; demanda de carga própria - 486,5 MWh/h; capacidade nominal de geração - 48,1 MW; extensão total de linhas de transmissão em 138 e 69 kV - 3.111 km; extensão total da rede em 13,8 kV, 22 kV e 34,5 kV - 3.638 km; capacidade de transformação instalada - 1.091 MVA; número de empregados - 1.881; faturamento em 1996 - 223,8 R\$ milhões; patrimônio líquido - 424,1 R\$ milhões e ativo permanente - 606,3 R\$ milhões.

Os trabalhos de avaliação foram desenvolvidos no âmbito do Serviço "B" do processo de desestização, de acordo com o que se estabelece no Edital de Licitação n° 0101/ASL.P/97, e sob o amparo do contrato AJU.P/085-DP/06.97, cujo valor total é de R\$ 1.055.000,00, tendo sido tais serviços realizados no período compreendido entre o início de junho de 1997 e 19 de novembro de 1997, data do leilão de privatização da ENERSUL, realizado com sucesso na Bolsa de Valores do Rio de Janeiro, RJ.

1. AVALIAÇÃO TÉCNICO-OPERACIONAL

As principais atividades realizadas pela THEMAG foram as seguintes:

- ◆ Caracterização do sistema supridor, englobando as linhas que transportam energia dos estados do Paraná e de São Paulo para o de Mato Grosso do Sul;
- ◆ Caracterização das instalações de transmissão e de distribuição e dos principais equipamentos associados, bem como da infra-estrutura de apoio vinculada;
- ◆ Identificação da estrutura organizacional e da forma operativa do sistema da ENERSUL, incluindo a caracterização do COS - Centro de Operação do Sistema e do SIT - Sistema Integrado de Telecomunicações;
- ◆ Caracterização da tecnologia empregada;
- ◆ Diagnóstico físico e operacional do sistema;
- ◆ Avaliação dos resultados técnico-operacionais;
- ◆ Levantamento de custos de operação e de manutenção;
- ◆ Diagnóstico ambiental dos sistemas de transmissão e de distribuição, englobando o levantamento da situação das licenças ambientais e de outras pendências, indicando, quando aplicável, os investimentos necessários ao atendimento à legislação e aos condicionantes das licenças de operação;
- ◆ Identificação do mercado total, mercado por classe de consumo e mercado por classe tarifária;

- ◆ Identificação das perdas totais, técnicas e comerciais;
- ◆ Elaboração do balanço energético da ENERSUL, com base em seu mercado, geração própria e suprimentos externos, provenientes da ELETROSUL / ITAIPU, CESP, CAIUÁ, CELG, CEMAT e ANDE (Paraguai);
- ◆ Levantamento da expansão das redes da ENERSUL, incluindo o respectivo plano de obras, para o atendimento do mercado projetado;
- ◆ Identificação e análise dos investimentos necessários à manutenção das atividades, à expansão do sistema, à diminuição das perdas e ao aumento da produtividade, assim como da melhoria da qualidade de suprimento.

2. AVALIAÇÃO ECONÔMICO-FINANCEIRA

a) **Avaliação das despesas e receitas com compra e venda de energia elétrica**, compreendendo, por um período de 10 anos, as projeções anuais de:

- ◆ mercado total, mercado por classe de consumo e mercado por classe tarifária;
- ◆ perdas totais, técnicas e comerciais;
- ◆ geração própria hidroelétrica e termoeletrica, bem como das futuras UTE's Corumbá e Campo Grande e da UHE Costa Rica;
- ◆ balanço energético da ENERSUL, com base em seu mercado, geração própria e suprimentos externos, provenientes da ELETROSUL / ITAIPU, CESP, CAIUÁ, CELG, CEMAT e ANDE (Paraguai);
- ◆ despesas com geração própria e com compras junto aos fornecedores acima;
- ◆ determinação das tarifas médias de suprimento e sua evolução ao longo do período projetado;
- ◆ tarifas de fornecimento, nas diversas classes tarifárias em alta tensão e em baixa tensão;
- ◆ determinação das tarifas médias de fornecimento e sua evolução ao longo do período considerado na avaliação;
- ◆ análise de cenários alternativos, com fontes térmicas de suprimento próprias ou de PIE's - Produtores Independentes de Energia.

b) **Avaliação dos investimentos na rede elétrica**, compreendendo as suas projeções anuais, por um período de 10 anos, desagregados em:

- ◆ investimentos em geração;
- ◆ investimentos em transmissão (subestações e linhas), com base na expansão da rede para atender a evolução projetada do mercado;
- ◆ investimentos em distribuição em média tensão e em baixa tensão, com base na expansão da rede para atender a evolução projetada do mercado.

A avaliação da ENERSUL foi feita com base no método do fluxo de caixa descontado, considerando projeções em diferentes cenários, identificação de variáveis críticas e análise de sensibilidade. Como resultado dos trabalhos de avaliação, e da operação de desestização associada, foram obtidos os seguintes valores:

Valor Econômico Mínimo da ENERSUL	R\$ 650,0 milhões
Preço Mínimo para Venda (55,36% do Capital Social)	R\$ 340,3 milhões
Valor da Operação de Venda (83,8% de ágio)	R\$ 625,6 milhões

CELPA – CENTRAIS ELÉTRICAS DO PARÁ S.A.

A CELPA é uma empresa concessionária de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica no Pará, estado com 143 municípios e população de 5.569.090 habitantes em junho de 1997. As seguintes grandezas básicas, referidas a 1997, caracterizam o porte da CELPA: área de concessão - 1.228.943 km²; número de municípios atendidos - 123; número de localidades atendidas - 644; número de consumidores - 796.529; mercado total - 3.013,8 GWh; número de plantas geradoras termoelétricas - 46; número de plantas geradoras hidroelétricas - 01; capacidade total de geração nominal - 106,2 MW; extensão total das linhas de transmissão em 34,5 kV, 69 kV, 138 kV e 230 kV - 1.868 km; capacidade de transformação instalada - 851,9 MVA em 61 unidades transformadoras; número total de subestações - 39; extensão da rede de distribuição urbana - 7.306 km; extensão da rede de distribuição rural - 3.271 km; número total de postes instalados - 219.497; receita de fornecimento de energia elétrica em 1997 - 390,7 R\$ milhões; patrimônio líquido - 355,9 R\$ milhões; ativo permanente - 654,2 R\$ milhões e número de funcionários - 2.612 (base março de 1998).

Os trabalhos de avaliação foram desenvolvidos no âmbito do Serviço "B" do processo de desestização, de acordo com o que se estabelece no Edital de Licitação n° PED/CN/01/97 (Processo n° 1997/0000015728) e sob o amparo de contrato no valor total de R\$ 1.020.000,00 (mais prêmio de 0,15% do valor obtido com a venda das ações ofertadas), tendo sido tais serviços realizados no período compreendido entre 21 de julho de 1997 e 09 de julho de 1998, data da realização, com sucesso, do leilão de privatização da CELPA na Bolsa de Valores do Rio de Janeiro, RJ.

1. AVALIAÇÃO TÉCNICO-OPERACIONAL

As principais atividades realizadas pela **THEMAG** foram as seguintes, as quais se referem tanto ao sistema elétrico paraense integrado à rede interligada Norte/Nordeste, como aos sistemas isolados do Estado do Pará, quando aplicáveis:

- ◆ Caracterização dos sistemas supridores (ELETRONORTE, no caso do sistema interligado Norte/Nordeste);
- ◆ Caracterização das instalações de distribuição e de transmissão e dos principais equipamentos associados, bem como da infra-estrutura de apoio vinculada;
- ◆ Identificação da estrutura organizacional e da forma operativa do sistema da CELPA, incluindo a caracterização do COD - Centro de Operação da Distribuição e dos COR's - Centros de Operação Regionais;
- ◆ Caracterização da tecnologia empregada;
- ◆ Diagnóstico físico e operacional dos sistemas de distribuição e de transmissão;
- ◆ Avaliação dos resultados técnico-operacionais;
- ◆ Levantamento de custos de operação e de manutenção;

- ◆ Projeção do mercado de energia elétrica total e por classe de consumo;
- ◆ Identificação das perdas totais, técnicas e comerciais;
- ◆ Elaboração do balanço energético da CELPA, com base em seu mercado, geração própria e suprimentos externos provenientes ELETRONORTE;
- ◆ Levantamento da expansão da rede de distribuição da CELPA, incluindo o respectivo plano de obras e de investimentos, para o atendimento do mercado projetado;
- ◆ Expansão do sistema de transmissão e previsão de investimentos;
- ◆ Avaliação técnico-operacional da usina hidroelétrica de Curuá-Una, englobando a caracterização geral do empreendimento e suas instalações civis, mecânicas e elétricas, diagnóstico e recomendações de melhorias e investimentos, viabilidade de motorização adicional da usina;
- ◆ Avaliação técnico-operacional das centrais termoeletricas de Salvaterra, Soure I, Soure II, Cachoeira do Arari, Itaituba I e II, Óbidos I e II, Alenquer I e II e Monte Alegre I e II - Caracterização de cada uma delas, avaliação do estado de conservação e da tecnologia empregada, avaliação das condições operativas, disponibilidade e eficiência, determinação da melhor alternativa técnico-operacional e análise de investimentos;
- ◆ Diagnóstico ambiental dos sistemas de transmissão e de distribuição, englobando o levantamento da situação das licenças ambientais e outras pendências, indicando, quando aplicável, os investimentos necessários ao atendimento à legislação e aos condicionantes das licenças de operação;
- ◆ Diagnóstico ambiental da usina hidroelétrica de Curuá-Una (30 MW), incluindo a síntese dos estudos ambientais desenvolvidos e aspectos legais;
- ◆ Diagnóstico ambiental das usinas termoeletricas: emissão de fumaça pelos motores, efluentes líquidos, vazamentos de óleo, níveis de ruído etc e aspectos legais;
- ◆ Identificação e análise dos investimentos necessários em todo o sistema para a manutenção das atividades, à expansão, à diminuição das perdas e ao aumento da produtividade, assim como da qualidade de suprimento.

2. AVALIAÇÃO ECONÔMICO-FINANCEIRA

- a) **Avaliação das despesas e receitas com compra e venda de energia elétrica**, compreendendo, por um período de 10 anos, as projeções anuais de:
- ◆ mercado total, mercado por classe de consumo e mercado por classe tarifária;
 - ◆ perdas totais, técnicas e comerciais;
 - ◆ geração própria hidroelétrica e termoeletrica;
 - ◆ balanço energético da CELPA, com base em seu mercado, geração própria e suprimentos externos, provenientes da ELETRONORTE ;
 - ◆ despesas com geração própria e com compras junto ao supridor acima;

- ◆ determinação das tarifas médias de suprimento e sua evolução ao longo do período projetado;
- ◆ tarifas de fornecimento, nas diversas classes tarifárias em alta tensão e em baixa tensão;
- ◆ determinação das tarifas médias de fornecimento e sua evolução ao longo do período considerado na avaliação;
- ◆ receitas com fornecimento de energia elétrica.

As projeções acima foram efetuadas para um cenário de referência, ou base, e alguns cenários alternativos, para fins de análise de sensibilidade na determinação do valor da Empresa.

b) **Avaliação dos investimentos na rede elétrica**, compreendendo as suas projeções anuais, por um período de 10 anos, desagregados em:

- ◆ investimentos em geração e em recuperação de centrais termoelétricas e da hidroelétrica de Curuá-Una;
- ◆ investimentos em transmissão (subestações e linhas), com base na expansão da rede para atender a evolução projetada do mercado;
- ◆ investimentos em distribuição em média tensão e em baixa tensão, com base na expansão da rede para atender a evolução projetada do mercado;
- ◆ investimentos em instalações gerais do sistema;
- ◆ custos ambientais.

c) **Outras atividades**: no âmbito do Consórcio que realizou a avaliação da CELPA, a THEMAG, na qualidade de consultora especialista em assuntos técnicos e operacionais de sistemas elétricos, participou da elaboração e das revisões de documentação integrante do processo de desestização dessa concessionária, conforme se segue:

- ◆ edital de desestização da CELPA- Centrais Elétricas do Pará S.A.;
- ◆ contrato de concessão de distribuição de energia elétrica;
- ◆ contrato de concessão de geração de energia elétrica.

A avaliação da CELPA foi feita com base no método do fluxo de caixa descontado, considerando projeções em diferentes cenários, identificação de variáveis críticas e análise de sensibilidade. Os trabalhos de avaliação e a operação de desestização associada tiveram como resultado os seguintes valores:

Valor Econômico da CELPA	R\$ 804,0 milhões
Preço Mínimo para Venda (51,25% do Total das Ações)	R\$ 450,3 milhões
Valor da Operação de Venda	R\$ 450,3 milhões

ELEKTRO ELETRICIDADE E SERVIÇOS S.A.

A ELEKTRO, concessionária constituída em 06.01.1998, na forma de subsidiária integral da CESP, é uma empresa que distribui energia elétrica em cerca de 40% da área do Estado de São Paulo e em alguns municípios de Mato Grosso do Sul situados junto à divisa paulista. As seguintes grandezas básicas, referidas a 1996, exceto quando indicado diferentemente, caracterizam o porte da empresa avaliada:

- ◆ Área de concessão total - 120,59 mil km²;
- ◆ Número de municípios e população atendida - 224 no Estado de São Paulo e 05 no Estado de Mato Grosso do Sul, nos quais residem aproximadamente 4,43x10⁶ habitantes;
- ◆ Número total de consumidores (urbanos e rurais) - 1.398.536 (dez/96);
- ◆ Mercado total - 9.527.974 MWh;
- ◆ Consumo por habitante - 2.275 kWh/ano;
- ◆ Pontos de suprimento - 150, sendo 143 pela CESP-Transmissão, 06 pela ELETROPAULO e 01 pela CERJ;
- ◆ Extensão total das linhas de subtransmissão em 69 kV, 88 kV e 138 kV - 1.443,9 km em 127 linhas, nas quais existem 2.540 estruturas metálicas e 3.461 de concreto;
- ◆ Número total de subestações - 110;
- ◆ Capacidade de transformação instalada nas subestações - 2.155,9 MVA em 139 unidades transformadoras;
- ◆ Extensão da rede de distribuição urbana em MT (média tensão) - 10.458 km;
- ◆ Extensão da rede de distribuição rural em MT - 54.472 km;
- ◆ Extensão da rede de distribuição em BT (baixa tensão) - 16.114 km
- ◆ Número total de postes instalados - 1.109.027;
- ◆ Capacidade instalada e número de transformadores de distribuição - 2.515 MVA em 88.517 unidades;
- ◆ Receita operacional bruta com venda de energia elétrica em 1998 - cerca de 1.000 R\$ milhões (estimativa);
- ◆ Patrimônio líquido - 528,6 R\$ milhões (em 01.06.98);
- ◆ Ativo permanente - 1.525,7 R\$ milhões (em 01.06.98);
- ◆ Número de empregados próprios e contratados - 2.858 (em 30.06.98).

Os trabalhos realizados pela THEMAG foram desenvolvidos no âmbito do Serviço "A" do processo de desestização, de acordo com o que foi estabelecido no Edital de Licitação de Concorrência Pública n° AS/F/837/96 e sob o amparo de Contrato n° AS/F/837/01/96, cujo valor total é de R\$ 1.138.000,00 (hum milhão, cento trinta e oito mil reais). EsSE's serviços foram realizados no período compreendido entre 09.07.97 e 16.07.98, data da realização, com sucesso, do leilão de privatização da ELEKTRO na Bolsa de Valores de São Paulo, SP.

1. AVALIAÇÃO TÉCNICO-OPERACIONAL

As principais atividades realizadas pela THEMAG foram as seguintes:

- ◆ Caracterização da área de concessão e dos municípios atendidos, bem como das 07 (sete) regionais da ELEKTRO;
- ◆ Caracterização do suprimento e dos sistemas supridores à ELEKTRO, dos pontos de interligação (e de medição) com as outras empresas do sistema interligado S/SE/CO;
- ◆ Caracterização global do sistema elétrico e do sistema de subtransmissão, incluindo as subestações, linhas e principais equipamentos associados;
- ◆ Caracterização do sistema de distribuição, englobando as redes de MT e BT, padrões e quantitativos;
- ◆ Caracterização da tecnologia empregada;
- ◆ Identificação da estrutura organizacional da antiga Diretoria de Distribuição da CESP, da nova empresa de distribuição - ELEKTRO e comparação com outras concessionárias;
- ◆ Caracterização dos sistemas de automação e de telecomunicações;
- ◆ Automação de escritórios e sistemas informatizados, plano diretor de informática;
- ◆ Diagnóstico físico e operacional do sistema de subtransmissão: desempenho das linhas, padrões de manutenção, taxas de falhas de subestações;
- ◆ Diagnóstico físico e operacional do sistema de distribuição: idade dos equipamentos, padrões de manutenção, taxas de falhas de transformadores e de alimentadores, qualidade do fornecimento e do atendimento;
- ◆ Avaliação dos resultados técnico-operacionais;
- ◆ Levantamento de custos de operação e de manutenção;
- ◆ Projeção do mercado de energia elétrica total e por classe de consumo;
- ◆ Identificação das perdas totais, técnicas e comerciais;
- ◆ Elaboração do balanço energético da ELEKTRO, com base em seu mercado, perdas e suprimentos externos;
- ◆ Levantamento da expansão da rede de distribuição da ELEKTRO, incluindo o respectivo plano de obras e de investimentos, para o atendimento do mercado projetado;
- ◆ Expansão do sistema de subtransmissão e previsão de investimentos;
- ◆ Plano de modernização das redes de distribuição e sua automação;
- ◆ Investimentos em automação, informática e telecomunicações;
- ◆ Caracterização e diagnóstico da comercialização de energia, suprimento e estrutura organizacional.

2. AVALIAÇÃO ECONÔMICO-FINANCEIRA

a) **Avaliação das despesas e receitas com compra e venda de energia elétrica**, compreendendo as seguintes projeções anuais, por um período de 18 (dezoito) anos, desde 1998 até 2015:

- ◆ mercado total, mercado por classe de consumo e mercado por classe tarifária;
- ◆ perdas totais, técnicas e comerciais;
- ◆ balanço energético da ELEKTRO, com base em seu mercado, perdas e suprimentos externos, provenientes da CESP, ITAIPU e demais fornecedores;
- ◆ despesas com compras junto aos fornecedores;
- ◆ determinação das tarifas médias de suprimento e sua evolução no período projetado;
- ◆ tarifas de fornecimento, por classe tarifária, em alta tensão e em baixa tensão;
- ◆ determinação das tarifas médias de fornecimento e sua evolução ao longo do período considerado na avaliação;
- ◆ receitas com fornecimento de energia elétrica.

As projeções acima foram efetuadas para um cenário de referência e alguns cenários alternativos, para fins de análise de sensibilidade na determinação do valor da Empresa.

b) **Avaliação dos investimentos na rede elétrica**, compreendendo as suas projeções anuais, por um período de 18 (dezoito) anos, desde 1998 até 2015, desagregados em:

- ◆ subtransmissão (subestações e linhas), com base na expansão da rede para atender a evolução projetada do mercado;
- ◆ distribuição, em média tensão e em baixa tensão, com base na expansão da rede para atender a evolução projetada do mercado;
- ◆ eletrificação rural (Luz da Terra);
- ◆ recuperação e motorização de PCH's;
- ◆ instalações gerais do sistema;
- ◆ pessoal, serviços de terceiros, materiais e outras despesas.

A avaliação da ELEKTRO foi feita com base no método do fluxo de caixa descontado, considerando projeções em diferentes cenários, identificação de variáveis críticas e análise de sensibilidade. Os trabalhos de avaliação e a operação de desestização associada tiveram como resultado os seguintes valores:

	(R\$ milhões)
Preço Mínimo para Venda (46,6% do Capital da Distribuidora)	743,6
Valor da Operação de Venda (Ágio de 98,94%)	1.479,3
Pagamento Referente ao Deságio na Venda aos Empregados	41,3
Total da Operação de Venda ao Novo Concessionário (ENRON)	1.520,6

GERASUL - CENTRAIS GERADORAS DO SUL DO BRASIL S.A.

A **THEMAG** realizou os serviços relacionados nos itens 1 e 2 adiante, os quais foram desenvolvidos tendo como objeto de análise a GERASUL, companhia supridora das distribuidoras de energia elétrica do sistema Sul, que cobre os estados do Rio Grande do Sul, Santa Catarina, Paraná e Mato Grosso do Sul. As seguintes grandezas básicas, referidas a 1997, exceto quando indicado diferentemente, caracterizam o porte da GERASUL, uma das grandes geradoras brasileiras, responsável nesse ano por cerca de 7% do total de energia elétrica produzida no país:

- ◆ Área coberta pelo sistema Sul - 928.271 km², cerca de 11% do território brasileiro, com 25,8 milhões de habitantes e aproximadamente 20% do PIB nacional;
- ◆ Distribuidoras supridas pela GERASUL - Rio Grande Energia, CEEE, AES Sul, CELESC e ENERSUL;
- ◆ Capacidade total instalada no seu parque gerador - 3.688 MW;
- ◆ Usinas hidroelétricas em operação - 03 (três), Salto Santiago (1.420 MW), Salto Osório (1.078 MW) e Passo Fundo (220 MW);
- ◆ Usinas termoeletricas em operação - 05 (cinco), Jorge Lacerda A (232 MW), J. Lacerda B (250 MW), J. Lacerda C (350 MW), Charqueadas (72 MW) e Alegrete (66 MW);
- ◆ Projeto termoeletrico com obras paralisadas desde 1991 - UTE Jacuí (350 MW);
- ◆ Hidroelétricas em construção em parceria com investidores privados - 02 (duas), UHE Itá (1.450 MW, operando a partir de junho/2000, com participação da GERASUL de 38,9%) e UHE Machadinho (1.140 MW, operando a partir de setembro/2003, com participação da GERASUL de 16,9%);
- ◆ Comercialização de energia - contrato de 20 anos para importação de 300MW da Argentina, a partir de maio/2000;
- ◆ Produção própria de energia em 1997 - 20.815 GWh, sendo 15.953 nas hidroelétricas e 4.062 nas termoeletricas;
- ◆ Receita operacional líquida com venda de energia elétrica - cerca de 707 R\$ milhões (estimativa para o ano de 1998);
- ◆ Patrimônio líquido - 2.093,2 R\$ milhões (março/98);
- ◆ Ativo permanente - 3.597,2 R\$ milhões (março98);
- ◆ Número de empregados - 1.281 (maio/98).

Os trabalhos de avaliação foram desenvolvidos no âmbito do Serviço "A" do processo de desestização, de acordo com o Edital de Licitação n° PND/CN-01/97 e sob amparo do Contrato n° PND/CN-01/97-A, cujo valor total é de R\$ 1.490.000,00 (um milhão, quatrocentos e noventa mil reais). EsSE's serviços foram realizados no período compreendido entre 18.08.97, data da assinatura do contrato, e 15.09.98, data da realização do leilão de privatização da GERASUL na Bolsa de Valores do Rio de Janeiro, RJ.

1. AVALIAÇÃO TÉCNICO-OPERACIONAL

As principais atividades realizadas pela **THEMAG** foram as seguintes, sendo que, para a execução daquelas referentes às usinas termoeletricas, a **THEMAG** contou com serviços subcontratados à CONTEST Consultoria e Representações Ltda, de Florianópolis, SC:

a) Para cada uma das hidroelétricas:

- ◆ caracterização do complexo hidroelétrico e das instalações associadas, incluindo arranjo geral, obras civis, equipamentos e sistemas auxiliares elétricos e mecânicos;
- ◆ avaliação e diagnóstico das obras civis, dos principais equipamentos elétricos e mecânicos, bem como da infra-estrutura de apoio vinculada;
- ◆ avaliação da tecnologia empregada e avaliação dos resultados técnico-operacionais;
- ◆ recomendações para melhorias;
- ◆ determinação dos investimentos, custos de operação e custos de manutenção, incluindo pessoal, serviços de terceiros, peças e materiais;
- ◆ identificação dos investimentos necessários para o término das obras das UHE's em construção (Itá e Machadinho) e das fontes de recursos;
- ◆ diagnóstico da situação ambiental das usinas e da infra-estrutura associada, incluindo aspectos legais, situação das licenças ambientais e seus condicionantes, convênios e programas, medidas de controle ambiental;
- ◆ determinação dos investimentos de ordem ambiental e das compensações financeiras.

b) Para cada uma das termoeletricas:

- ◆ caracterização da usina e das instalações associadas, incluindo caldeiras, turbinas, geradores, sistema de manuseio do combustível (carvão ou óleo) e das cinzas, sistema de tratamento d'água, sistema de ar e gases;
- ◆ descrição e avaliação dos principais equipamentos térmicos, mecânicos e elétricos, bem como da infra-estrutura de apoio vinculada;
- ◆ avaliação da tecnologia empregada e avaliação dos resultados técnico-operacionais;
- ◆ avaliação do desempenho operacional da usina;
- ◆ recomendação quanto a melhorias, aumento de produtividade e recapitação e/ou repotenciação, visando extensão da vida útil da usina;
- ◆ determinação dos investimentos correspondentes;
- ◆ avaliação técnica da viabilidade de troca de combustível em algumas plantas e determinação dos custos associados;
- ◆ levantamento dos custos de operação e dos custos de manutenção, incluindo combustível, pessoal, serviços de terceiros, peças e materiais;
- ◆ identificação dos contratos de fornecimento de carvão e de óleo combustível;
- ◆ avaliação dos investimentos necessários para o término da construção da UTE Jacuí;

- ◆ diagnóstico da situação ambiental das usinas e da infra-estrutura associada, incluindo aspectos legais, situação das licenças ambientais e seus condicionantes, convênios e programas e medidas de controle ambiental;
- ◆ determinação dos investimentos de ordem ambiental.

2. AVALIAÇÃO ECONÔMICO-FINANCEIRA

Os serviços realizados pela **THEMAG** foram os seguintes:

a) **Projeções anuais das receitas operacionais da GERASUL**, por um período de 15 (quinze) anos, desde 1998 até 2012, levando-se em conta os seguintes aspectos:

- ◆ montantes de energia gerada nas usinas hidroelétricas e termoelétricas (energia assegurada e energia secundária);
- ◆ rateio de perdas e consumos internos;
- ◆ montantes de energia para comercialização: geração hidroelétrica e termoelétrica e importação da Argentina;
- ◆ contratos iniciais (CI's);
- ◆ tarifas de comercialização de energia, estabelecidas pela ANEEL, para o período coberto pelos CI's;
- ◆ projeção das tarifas de energia de livre comercialização após os CI's;
- ◆ perspectivas para os custos de combustível das termoelétricas;
- ◆ desativação de algumas termoelétricas após o fim da CCC - Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis.

As projeções acima foram efetuadas para um cenário de referência e alguns cenários alternativos, com tarifas diferenciadas e com outros custos de combustível, para fins de análise de sensibilidade.

b) **Avaliação dos investimentos e despesas com o parque gerador**, compreendendo as suas projeções anuais, por um período de 15 (quinze) anos, desde 1998 até 2012, desagregados em:

- ◆ investimentos ambientais;
- ◆ investimentos para melhorias e/ou aumento de produção nas usinas;
- ◆ investimentos em repotenciação de UTE's;
- ◆ investimentos para o término da construção da UTE Jacuí;
- ◆ custos de operação e de manutenção de usinas;
- ◆ despesas com combustíveis;
- ◆ despesas com pessoal, serviços de terceiros, materiais e peças.

A avaliação da GERASUL foi feita com base no método do fluxo de caixa descontado, considerando projeções em diferentes cenários, identificação de variáveis críticas e análise de sensibilidade. Os trabalhos de avaliação e a operação de desestização associada tiveram como resultado os seguintes valores:

	(R\$ mil)
Valor Econômico da GERASUL (referido a 30.06.98)	3.333.326
Valor Econômico para Venda de 100% das Ações	1.900.015
Preço Mínimo para Venda de 42,13% do Capital Social	945.703
Valor Pago pelo Novo Concessionário (TRACTEBEL)	945.703

CIA. DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA PARANAPANEMA S.A.

A **THEMAG** realizou os serviços relacionados nos itens 1 e 2 adiante, os quais foram desenvolvidos tendo como objeto de análise a PARANAPANEMA, concessionária constituída em 23.03.1999 em consequência de cisão parcial da CESP, por meio da qual foram para ela vertidos os ativos de geração das usinas do Rio Paranapanema. Das 08 (oito) hidroelétricas que passaram a constituir a PARANAPANEMA, somente uma se localiza inteiramente no Estado de São Paulo (UHE Jurumirim), enquanto as demais, na região sudoeste do estado, na divisa com o Paraná. As grandezas básicas, a seguir indicadas para cada usina, caracterizam o porte da empresa avaliada, bem como definem a idade dos seus ativos:

Hidroelétrica	Término da Construção	Nº de Unidades	Potência Instalada		Produção em 1998 (GWh)
			(MW)	(%)	
Jurumirim	1962	02	97,8	4,25	759,9
Xavantes	1971	04	414,0	17,98	2.774,8
Salto Grande	1960	04	70,4	3,06	386,1
Canoas II (*)	1999	03	72,0	3,13	-
Canoas I (*)	1999	03	82,5	3,58	-
Capivara	1978	04	640,0	27,79	4.513,5
Taquaruçu	1997	05	554,0	24,06	3.223,4
Rosana	1996	04	372,0	16,15	2.463,3
Total	-	29	2.302,7	100,00	14.121,0

(*) A potência instalada indicada corresponde a 100% do empreendimento, construído pela CESP em parceria com a CBA – Companhia Brasileira de Alumínio, que detém 50,3 % (sobre 107 MWm) da energia produzida no complexo Canoas.

1. AVALIAÇÃO TÉCNICO-OPERACIONAL

Para cada uma das hidroelétricas acima relacionadas, as principais atividades realizadas pela **THEMAG** foram as seguintes:

- ◆ caracterização do empreendimento e das instalações associadas, incluindo arranjo geral, obras civis, equipamentos elétricos e mecânicos e sistemas auxiliares;
- ◆ avaliação do estado atual das obras civis, incluindo barragem de terra e estruturas de concreto, e levantamento das intervenções e serviços necessários;
- ◆ avaliação do estado atual dos equipamentos hidro-mecânicos principais, incluindo os de geração, de elevação e de transporte, bem como avaliação da infra-estrutura de apoio vinculada;
- ◆ avaliação do estado atual dos equipamentos elétricos principais, incluindo geradores, transformadores elevadores, aparelhagem da subestação, sistemas de comando, controle e proteção, serviços auxiliares em CA e em CC, grupos diesel gerador de emergência, bem como avaliação da infra-estrutura de apoio vinculada
- ◆ avaliação da tecnologia empregada e avaliação dos resultados técnico-operacionais;

- ◆ recomendações para melhorias;
- ◆ levantamento dos programas e de ações ambientais;
- ◆ determinação dos investimentos, custos de operação e custos de manutenção, incluindo pessoal, serviços de terceiros, peças e materiais, e levantamento dos custos dos programas ambientais.

2. AVALIAÇÃO ECONÔMICO-FINANCEIRA

Os serviços realizados pela **THEMAG** foram os seguintes:

a. **Projeções anuais das receitas operacionais da PARANAPANEMA**, por um período de 30 (trinta) anos, desde 1999 até 2028, levando-se em conta os seguintes aspectos:

- ◆ montantes de energia gerada nas usinas hidroelétricas (energia assegurada, energia excedente no Spot e energia excedente MRE);
- ◆ rateio de perdas e consumos internos;
- ◆ montantes de energia para comercialização: geração hidroelétrica própria e subrepasse da potência oriunda de Itaipu;
- ◆ contratos iniciais (CI's);
- ◆ tarifas de comercialização de energia, estabelecidas pela ANEEL para o período coberto pelos CI's, bem como tarifas de energia secundária no Spot e no MRE;
- ◆ projeção das tarifas de energia de livre comercialização após os CI's;

As projeções acima foram efetuadas para um cenário de referência e alguns cenários alternativos com tarifas diferenciadas para os contratos bilaterais e para a energia excedente Spot e MRE, objetivando análise de sensibilidade.

b. **Avaliação dos investimentos e despesas com o parque gerador**, compreendendo as suas projeções anuais, por um período de 30 (trinta) anos, desde 1999 até 2028, desagregados em:

- ◆ investimentos para melhorias e/ou aumento de produção nas usinas;
- ◆ investimentos em repotenciação;
- ◆ custos de operação e de manutenção de usinas;
- ◆ despesas com pessoal, serviços de terceiros, materiais e peças;
- ◆ investimentos ambientais.

A avaliação da PARANAPANEMA foi feita com base no método do fluxo de caixa descontado, considerando projeções em diferentes cenários, identificação de variáveis críticas e análise de sensibilidade. Os trabalhos de avaliação e a operação de desestatização associada tiveram como resultado os seguintes valores, conforme leilão de privatização da PARANAPANEMA realizado com sucesso em 28.07.99 na Bolsa de Valores de São Paulo, SP:

	(R\$ milhões)
Valor Econômico Mínimo da PARANAPANEMA	1.684,69
Preço Mínimo para Venda (38,66% do Capital Social da Empresa)	651,47
Valor da Operação de Venda (Ágio de 90,21%)	1.239,16
Pagamento Referente ao Deságio de 50% na Venda aos	21,06
Total da Operação de Venda ao Novo Concessionário (Duke)	1.260,22

CIA. DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA TIETÊ S.A.

A **THEMAG** realizou os serviços relacionados nos itens 1 e 2 adiante, os quais foram desenvolvidos tendo como objeto de análise a TIETÊ, concessionária constituída em 23.03.1999 em consequência de cisão parcial da CESP, por meio da qual foram para ela vertidos os ativos de geração das usinas dos rios Tietê, Grande, Pardo e Mogi-Guaçu. Das 10 (dez) hidroelétricas que passaram a constituir a TIETÊ, 09 (nove) se encontram instaladas inteiramente no Estado de São Paulo, enquanto apenas uma (Água Vermelha) se localiza na divisa com Minas Gerais, na região noroeste do estado paulista. As grandezas básicas, a seguir indicadas para cada usina, caracterizam o porte da empresa avaliada, bem como definem a idade dos seus ativos:

Hidroelétrica	Término da Construção	Nº de Unidades	Potência Instalada		Produção em 1998 (GWh)
			(MW)	(%)	
Barra Bonita	1964	04	141,0	5,32	629,7
Bariri	1969	03	143,0	5,39	775,4
Ibitinga	1969	03	132,0	4,98	677,2
Promissão	1977	03	264,0	9,96	1.295,8
N.Avanhandav	1985	03	347,0	13,09	1.801,8
Água Vermelha	1979	06	1.396,0	52,65	8.186,7
Caconde	1966	02	80,4	3,03	300,8
E. da Cunha	1960	04	108,8	4,10	400,2
Limoeiro	1958	02	32,2	1,21	116,1
Mogi-Guaçu	1997	02	7,2	0,27	34,7
Total	-	32	2.651,6	100,0	14.218,4

1. AVALIAÇÃO TÉCNICO-OPERACIONAL

Para cada uma das hidroelétricas acima relacionadas, as principais atividades realizadas pela **THEMAG** foram as seguintes:

- ◆ caracterização do empreendimento e das instalações associadas, incluindo arranjo geral, obras civis, equipamentos elétricos e mecânicos e sistemas auxiliares;
- ◆ avaliação do estado atual das obras civis, incluindo barragem de terra e estruturas de concreto, e levantamento das intervenções e serviços necessários;
- ◆ avaliação do estado atual dos equipamentos hidro-mecânicos principais, incluindo os de geração, de elevação e de transporte, bem como avaliação da infra-estrutura de apoio vinculada;
- ◆ avaliação do estado atual dos equipamentos elétricos principais, incluindo geradores, transformadores elevadores, aparelhagem da subestação, sistemas de comando, controle e proteção, serviços auxiliares em CA e em CC, grupos diesel gerador de emergência, bem como avaliação da infra-estrutura de apoio vinculada
- ◆ avaliação da tecnologia empregada e avaliação dos resultados técnico-operacionais;

- ◆ recomendações para melhorias;
- ◆ levantamento dos programas e de ações ambientais;
- ◆ determinação dos investimentos, custos de operação e custos de manutenção, incluindo pessoal, serviços de terceiros, peças e materiais, e levantamento dos custos dos programas ambientais.

2. AVALIAÇÃO ECONÔMICO-FINANCEIRA

Os serviços realizados pela **THEMAG** foram os seguintes:

c. **Projeções anuais das receitas operacionais da TIETÊ**, por um período de 30 (trinta) anos, desde 1999 até 2028, levando-se em conta os seguintes aspectos:

- ◆ montantes de energia gerada nas usinas hidroelétricas (energia assegurada, energia excedente no Spot e energia excedente MRE);
- ◆ rateio de perdas e consumos internos;
- ◆ montantes de energia para comercialização: geração hidroelétrica própria e subrepasso da potência oriunda de Itaipu;
- ◆ contratos iniciais (CI's);
- ◆ tarifas de comercialização de energia, estabelecidas pela ANEEL para o período coberto pelos CI's, bem como tarifas de energia secundária no Spot e no MRE;
- ◆ projeção das tarifas de energia de livre comercialização após os CI's;

As projeções acima foram efetuadas para um cenário de referência e alguns cenários alternativos com tarifas diferenciadas para os contratos bilaterais e para a energia excedente Spot e MRE, objetivando análise de sensibilidade.

d. **Avaliação dos investimentos e despesas com o parque gerador**, compreendendo as suas projeções anuais, por um período de 30 (trinta) anos, desde 1999 até 2028, desagregados em:

- ◆ investimentos para melhorias e/ou aumento de produção nas usinas;
- ◆ investimentos em repotenciação;
- ◆ custos de operação e de manutenção de usinas;
- ◆ despesas com pessoal, serviços de terceiros, materiais e peças;
- ◆ investimentos ambientais.

A avaliação da TIETÊ foi feita com base no método do fluxo de caixa descontado, considerando projeções em diferentes cenários, identificação de variáveis críticas e análise de sensibilidade. Os trabalhos de avaliação e a operação de desestização associada tiveram como resultado os seguintes valores, conforme leilão de privatização da TIETÊ realizado com sucesso em 27.10.99 na Bolsa de Valores de São Paulo, SP:

	(R\$ milhões)
Valor Econômico Mínimo da TIETÊ	1.866,93
Preço Mínimo para Venda (38,66% do Capital Social da Empresa)	721,76
Valor da Operação de Venda (Ágio de 29,96%)	938,07
Pagamento Referente ao Deságio de 50% na Venda aos	23,33
Total da Operação de Venda ao Novo Concessionário (AES)	961,40

INEPAR – Vários Empreendimentos

A THEMAG, nos anos de 1997/8, realizou para a INEPAR ENERGIA S.A. - empresa de participações e investimentos em empreendimentos de energia elétrica no Mercosul - análise e avaliação de empreendimentos em operação e em fase de desenvolvimento. Numa primeira fase, foram elaboradas e analisadas as projeções econômicas destes empreendimentos, tomando como base os dados de investimento e as características técnicas nominais dos projetos.

Foram, então, analisados e avaliados os seguintes empreendimentos:

Geração Hidroelétrica:

- UHE Cubatão
- UHE Machadinho
- UHE Dona Francisca
- UHE Itiquira

Geração Termoelétrica:

- UTE Litoral Sul
- UTE Córdoba - na Argentina e em operação (*)
- UTE Independência - na Argentina (*)
- (*) participação da INEPAR INVESTMENT S.A.

Cogeração:

- Usina Pisa

Transformação:

- Subestação do Metrô de São Paulo

Na análise realizada, a THEMAG adotou premissas básicas para a estruturação financeira (equity, debt, juros, etc) de forma a testar a rentabilidade dos empreendimentos em função de tendências futuras no mercado de energia elétrica, formulando algumas hipóteses alternativas de valorização.

Foi apresentado pela THEMAG um sumário dos resultados da avaliação econômica dos empreendimentos analisados, identificando:

- ◆ Os valores de **Investimento e Capital Próprio**, indicando a participação da Inepar Energia.
- ◆ A **Valorização sobre o Capital Próprio** em termos de Taxa Interna de Retorno - TIR e de Valor Presente Líquido - VPL, este calculado dada a Taxa de Desconto.
- ◆ O **Valor de Mercado** obtido com base no Valor Presente Líquido.

Além do cenário de valorização que, na quase maioria dos empreendimentos, refletia os contratos existentes ou em vias de consolidação, na conclusão das análises e avaliações a THEMAG, quando cabível, considerou um segundo cenário de valorização, escolhido como uma alternativa provável de valorização a ser perseguida nas negociações futuras de venda de energia.

Neste mesmo período, a THEMAG elaborou também Relatório, em separado, apresentado pela INEPAR à **CVM** – Comissão de Valores Mobiliários - avaliando a participação da INEPAR INVESTMENT S.A. nas UTE's de Córdoba e Independência, identificando o **Valor Presente Líquido** da empresa para fins de negociação.

CENTRAIS ELÉTRICAS DE SANTA CATARINA S/A - CELESC

Tendo como contratante a SITHE ENERGIES, INC., de New York (USA), a THEMAG desenvolveu a Avaliação Técnico-Operacional, Ambiental e Econômico-Financeira (Due Diligence Report) da Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A. – CELESC, a saber:

1. AVALIAÇÃO TÉCNICO-OPERACIONAL

- ◆ caracterização do sistema de subtransmissão e de distribuição;
- ◆ caracterização das pequenas centrais hidroelétricas;
- ◆ levantamento das condições operativas da rede e das usinas;
- ◆ balanço energético e suprimento;
- ◆ mercado e perdas -técnicas e comerciais;
- ◆ levantamento dos grandes consumidores existentes e previstos;
- ◆ custos de operação e de manutenção;
- ◆ programa de obras para atendimento da expansão do sistema e para melhorias e/ou modernização;
- ◆ investimentos futuros relativos ao programa de obras.

2. AVALIAÇÃO AMBIENTAL

- ◆ aspectos legais e licenciamento ambiental;
- ◆ avaliação das condições ambientais das usinas e de sua área de influência;
- ◆ avaliação dos programas ambientais;
- ◆ avaliação do gerenciamento ambiental;
- ◆ levantamento junto aos órgãos responsáveis e junto à FATMA, órgão ambiental de Santa Catarina, de eventuais processos e/ou pendências ambientais relativas às usinas e aos sistemas de subtransmissão e de distribuição da CELESC;
- ◆ levantamento, com base na documentação existente, de equipamentos e depósitos em operação que utilizam o askarel (bifelinas policloradas) como meio isolante;
- ◆ levantamento geral dos eventuais passivos ambientais;
- ◆ consolidação dos investimentos de ordem ambiental, bem como dos custos referentes aos programas.

3. AVALIAÇÃO ECONÔMICO-FINANCEIRA

Foram analisados os contratos de suprimento e os de fornecimento com os maiores consumidores industriais, a participação da CELESC no consórcio da UHE Machadinho e na construção da UHE Cubatão. Foram feitas projeções, ano a ano, durante todo o período de avaliação - de 10 anos , das seguintes grandezas para fins de cálculo do fluxo de caixa:

- ◆ mercado por classe de consumo e mercado por classe tarifária;
- ◆ perdas técnicas, comerciais e totais;
- ◆ geração própria, balanço energético e suprimentos;
- ◆ tarifas de suprimento e tarifas de fornecimento.

Foram calculadas, ano a ano, para todos os anos do período projetivo:

- ◆ despesas com compra de energia elétrica;
- ◆ despesas com geração própria de energia elétrica;
- ◆ custos de operação e de manutenção nas usinas e nos sistemas de subtransmissão e de distribuição;
- ◆ receitas com venda de energia elétrica;
- ◆ outras receitas provenientes do uso múltiplo da rede de distribuição;
- ◆ investimentos em geração e os necessários em todo o sistema elétrico da CELESC.

EMPRESA PAULISTA DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA S.A. - EPTE

A THEMAG desenvolveu, para a NATIONAL GRID, de Coventry – Inglaterra, a Avaliação Técnico-Operacional, Ambiental, e Econômico da Empresa Paulista de Transmissão de Energia Elétrica S.A. – EPTE, a saber:

1. AVALIAÇÃO TÉCNICO-OPERACIONAL

- ◆ análise dos diversos projetos das Subestações, Linhas de Transmissão, suas interligações e sistemas de proteção;
- ◆ avaliação técnica dos equipamentos existentes e obras;
- ◆ análise e avaliação dos procedimentos de operação e manutenção de obras e equipamentos;
- ◆ avaliação da vida útil dos equipamentos e obras;
- ◆ avaliação do custo atual e de reposição;
- ◆ análise e avaliação das facilidades para manutenção como oficinas, laboratórios, estoques de peças, etc;
- ◆ análise e avaliação das equipes de operação e manutenção.

2. AVALIAÇÃO AMBIENTAL

- ◆ avaliação dos problemas ambientais existentes como: contaminações, ruídos, impacto urbano;
- ◆ análise e avaliação de equipamentos em operação e contaminados com Askarel;
- ◆ avaliação de problemas legais futuros de eventuais ampliações do sistema;
- ◆ levantamento de custos dos passivos ambientais existentes;
- ◆ levantamento do custo dos projetos ambientais programados.

USINA HIDRELÉTRICA MACHADINHO

1. DESCRIÇÃO DO PROJETO

O projeto em questão se refere à uma concessão de 35 anos, para construção e operação da UHE Machadinho (o “Projeto”) e sistemas associados, com uma capacidade total instalada de 1.140 MW. A UHE Machadinho está localizada no rio Pelotas, na fronteira dos Estados de Santa Catarina e Rio grande do Sul, na região sul do Brasil.

2. DESENVOLVIMENTO DO TRABALHO

O trabalho, cujo o escopo encontra-se abaixo detalhado, foi desenvolvido pela THEMAG Engenharia e Gerenciamento Ltda., em conjunto com a empresa americana Sargent & Lundy, sediada em Chicago, Illinois.

3. ESCOPO DOS TRABALHOS

A escopo do trabalho da THEMAG, como Engenheiro Independente (EI), foi de revisar e comentar o conceito do *design* do Projeto, o contrato EPC e outros documentos relacionados ao Projeto, autorizações e licenças, aspectos ambientais, cronograma, qualidade, custos, orçamento, modelo financeiro, e técnicas associadas à engenharia, *design* e cronograma de construção.

As atividades propriamente ditas incluíram as seguintes etapas:

3.1. Revisão da Documentação

3.1.1. Fornecimento de uma lista de contratos, desenhos técnicos, licenças ambientais, autorizações, relatórios e outras informações julgadas necessárias para conduzir a avaliação da viabilidade técnica do Projeto.

3.1.2. Revisão das informações adquiridas e elaboração de uma lista de perguntas e tópicos empregadas nas verificações durante a visita ao local da construção da UHE.

3.1.3. Avaliação da evolução dos diversos parâmetros de *performance* do sistema de Manutenção e Operação da Gerasul (Concessionária resultante da cissão da Eletrosul, responsável pela geração), antes e após a privatização.

3.2. Revisão dos Conceitos de *Design* do Projeto

Realização de uma revisão do conceito geral do Projeto, incluindo:

3.2.1. locação do local da construção da UHE, linhas de transmissão propostas e outras interconexões com linhas de transmissão e distribuição;

3.2.2. arranjos propostos;

3.2.3. programas e cronogramas de construção;

3.2.4. especificações técnicas, cronogramas e ordens de compras do fornecimento de equipamentos;

3.2.5. programas de operação e manutenção.

3.3. Implementação do Projeto – Revisão do Projeto Básico e Cronograma de Construção

3.3.1. Revisão e comentário no que tange o *design* do Projeto. Tal revisão incluiu: construção civil, questões geológicas, *design* elétrico e mecânico da UHE e estudos relativos a segurança, bem como toda a logística e fluxo de material dentro e fora do local de construção da UHE, sempre identificando os riscos a que a Contratante/Financiadores poderiam ficar expostos, e propondo as medidas mitigatórias, sempre que aplicável.

3.3.2. Revisão e comentário das especificações técnicas, garantias técnicas e desenhos esquemáticos do Projeto, incluindo o local e obras do Projeto, bem como a sistemática de recepção provisória dos equipamentos e instalações estabelecida no EPC e os componentes de maior importância com relação aos equipamentos e comparação com os padrões praticados no setor, sempre procurando identificar os riscos a que a Contratante/Financiadores poderiam ficar expostos, e propondo as medidas mitigatórias. Revisão da adequação com relação a regulamentações ambientais.

3.3.3. Revisão das licenças e autorizações aplicáveis à construção e operação do Projeto. Sempre que aplicável, foram aventadas necessidades potenciais quanto as autorizações e licenças ainda não obtidas ou programadas.

3.3.4. Revisão e comentário quanto à extensão, qualidade e custo de qualquer trabalho já realizado.

3.3.5. Avaliação e comentário a respeito do nível de precisão do cronograma de construção proposto, seu caminho crítico e custo estimado para completar a construção do Projeto, incluindo análise dos prazos finais de todos os terceiros envolvidos.

3.3.6. Avaliação e comentário quanto a *performance* dos marcos do Projeto e de desembolsos de recursos provenientes do financiamento, em confronto com aqueles estabelecidos no EPC.

3.3.7. Revisão da estimativa de custo estabelecida para o *design*, aquisição de equipamentos, fabricação, transporte, instalação, comissionamento, testes e colocação em operação, quanto a adequação das mesmas e, sempre que aplicável, propondo as medidas mitigatórias.

3.3.8. Revisão e comentário em geral, sobre os aspectos hidrológicos, controle de erosão e sedimentação, estudos do *design* do vertedouro, conduto forçado e construção do desvio, estudos do reservatório e análise de impactos segurança de barragem.

3.3.9. Revisão de todos os estudos hidrológicos realizados previamente por empresas privadas e públicas, em particular aqueles realizados pela Gerasul.

3.3.10. Identificação de quaisquer outras questões que poderiam provocar atrasos e seus impactos no cronograma do Projeto.

3.4. Revisão dos Principais Documentos do Projeto

3.4.1. Contrato EPC, acordos de concessão, programas de O & M e programas de supervisão e monitoramento.

3.4.2. Programa para implantação da linha de transmissão e acordos para a obtenção da faixa de servidão necessária e acesso aos sistemas de distribuição relevantes.

3.4.3. Uso da área para construção da UHE (e qualquer acordo ou informação relevante).

3.4.4. Qualquer outro documento relevante de *design*.

Estas revisões englobaram análises de todos os tópicos técnicos pertinentes, incluindo, sem se limitar à:

- características técnicas do *design*, como especificado no contrato EPC e no fornecimento e em outros acordos;
- todas as interfaces viáveis e significativas;
- as condições que devem ser satisfeitas, incluindo os requisitos de testes e comissionamento, para se conseguir a operação das unidades individualmente e da operação comercial da UHE.

3.5. Revisão dos Contratos de Construção

3.5.1. Revisão e comentários sobre a estimativa de custo do EPC, o cronograma, qualidade, custo atual e o progresso da construção. Revisão da cobertura proporcionada por seguros ou *performance bonds* relativos às fases de construção e operação do Projeto. Avaliação das cláusulas do EPC relativas à garantia de qualidade e controle de qualidade, penalidades e *liquidated damages*, sempre identificando os riscos a que a Contratante/Financiadores poderiam ficar expostos, e propondo, sempre que aplicável, as medidas mitigatórias.

3.5.2. Revisão das projeções do modelo econômico-financeiro quanto à precisão e correção das premissas relativas ao Contrato EPC.

3.5.3. Revisão das qualificações das instituições engajadas na construção da UHE (engenheiros, construtores, fornecedores de equipamento e quaisquer outros julgados relevantes).

3.5.4. Revisão e comentários quanto à qualidade e confiabilidade do material a ser utilizado.

3.5.5. Avaliação e comentário quanto à adequação das penalidades e incentivos constantes do Contrato EPC, sempre identificando os riscos a que a Contratante/Financiadores poderiam ficar expostos, e propondo as medidas mitigatórias.

3.6. Fase de Operação e Manutenção (O & M) do Projeto

3.6.1 Estimativa de custos anuais referentes à operação e manutenção da UHE e comparação com aqueles utilizados nas projeções.

3.6.2 Estimativa da viabilidade de se atingir as receitas esperadas para o Projeto. Comentários com relação a penalidades relativas à má performance da UHE.

3.6.3. Recomendação de valores a serem utilizados nas projeções de custos e *performance* financeira do Projeto.

3.6.4. Identificação dos riscos operacionais e proposição dos meios para mitigá-los.

3.6.5. Comparação dos aspectos de construção, operação e manutenção do Projeto com projetos similares no Brasil.

3.6.6. Avaliar e comparar as qualificações do futuro operador da UHE, com aquelas de UHEs similares, englobando o plano de manutenção e o orçamento proposto no tocante a mão-de-obra, reparo e troca de equipamentos, impostos e seguros.

3.6.7. Revisão dos termos e condições do Contrato de Operação e Manutenção e/ou Contratos de Assistência Técnica e/ou de Transferência de Tecnologia, identificando potenciais riscos aos quais a Contratante/Financiadores poderiam estar expostos e propor medidas para mitigar os mesmos.

3.6.8. Identificar quaisquer outras questões que possam afetar a operação e a manutenção da UHE.

3.7. Demais Contratos e/ou Acordos

Revisão e comentários quando a adequabilidade, práticas industriais, custos, acordos/contratos e qualificação dos terceiros envolvidos no:

- desenvolvimento dos sistemas de abastecimento de água, de energia elétrica e de coleta de lixo;
- fornecimento de matéria prima (cimento e aço);
- supervisão e monitoramento com a Gerasul.

3.8. Visita ao Local do Projeto

3.8.1. Visita ao local de construção da UHE, incluindo o da linha de transmissão, visando a verificação da adequabilidade do mesmo em relação ao *design*.

3.8.2. Revisar e comentar as etapas de desenvolvimento das instalações do Projeto, em relação ao *design* e documentação comentada nos itens acima.

3.9. Relatórios de Avaliação Técnica

3.9.1. Elaboração do relatório preliminar de avaliação técnica, pós visita, para ser analisado e comentado pela Sargent & Lundy. O referido relatório conteve um resumo das principais questões determinadas na revisão da documentação e na visita ao local da implantação da UHE.

3.9.2. Elaboração do relatório final de avaliação técnica, contendo todos os aspectos relevantes quanto à viabilidade técnica do Projeto e incluindo recomendações ao Banco Estruturador quanto às diversas fases do Projeto:

- a) antes do fechamento financeiro,
- b) após o fechamento financeiro e antes do primeiro desembolso,
- c) após o primeiro desembolso e antes do período de operação,
- d) durante o período de operação.

USINA TERMELÉTRICA URUGUAIANA

1. DESCRIÇÃO DO PROJETO

O projeto em questão se refere a construção e operação da UTE Uruguaiana (o “Projeto”) de ciclo combinado, com uma capacidade total instalada de 855 MVA e sistemas associados, ou seja duas linhas de transmissão (LT1: UTE Uruguaiana - SE Uruguaiana 5 e LT2: UTE Uruguaiana - SE Alegrete 2) e três subestações (SE da UTE Uruguaiana, SE Uruguaiana 5 e SE Alegrete 2). A UTE Uruguaiana está localizada próximo ao cruzamento da autoestrada BR 472 com a estrada ferroviária RFFSA, no município de Uruguaiana, no estado do Rio Grande do Sul, na região sul do Brasil.

2. DESENVOLVIMENTO DO TRABALHO

O trabalho, cujo o escopo encontra-se abaixo discriminado, foi desenvolvido pela THEMAG Engenharia e Gerenciamento Ltda., em conjunto com a empresa americana Sargent & Lundy, sediada em Chicago, Illinois.

Coube a THEMAG as avaliações correspondentes as duas linhas de transmissão (LT’s) e as três subestações (SE’s) citadas em epígrafe.

3. ESCOPO DO TRABALHO

A escopo do trabalho da THEMAG, como Engenheiro Independente (EI), foi de revisar e comentar o conceito do *design* do Projeto, o contrato EPC e outros documentos relacionados as LT’s e SE’s, autorizações e licenças, aspectos ambientais, cronograma, qualidade, custos, orçamento, e técnicas associadas à engenharia, *design* e cronograma de construção.

As atividades propriamente ditas incluíram as seguintes etapas:

3.1. Revisão da Documentação

3.1.1. Fornecimento de uma lista de contratos, desenhos técnicos, licenças ambientais, autorizações, relatórios e outras informações julgadas necessárias para conduzir a avaliação da viabilidade técnica das LT’s e SE’s.

3.1.2. Revisão das informações adquiridas e elaboração de uma lista de perguntas e tópicos empregadas nas verificações durante a visita ao local da construção das LT’s e SE’s.

3.1.3. Avaliação da evolução dos diversos parâmetros de *performance* do sistema de Manutenção e Operação das LT’s e SE’s.

3.2. Revisão dos Conceitos do *Design* das LT's e SE's

Realização de uma revisão do conceito geral do *Design* das LT's e SE's, incluindo:

- 3.2.1. locação do local da construção das LT's e SE's e outras interconexões com linhas de transmissão e distribuição existentes;
- 3.2.2. arranjos propostos;
- 3.2.3. programas e cronogramas de construção;
- 3.2.4. especificações técnicas, cronogramas e ordens de compras do fornecimento de equipamentos;
- 3.2.5. programas de operação e manutenção.

3.3. Implementação das LT's e SE's

- 3.3.1. Revisão e comentário no que tange o *design* das LT's e SE's. Tal revisão incluiu: construção civil, ambientais, *design* elétrico e mecânico das LT's, sempre identificando os riscos a que a Contratante/Financiadores poderiam ficar expostos, e propondo as medidas mitigatórias, sempre que aplicável.
- 3.3.2. Revisão e comentário das especificações técnicas, garantias técnicas e desenhos, incluindo o local e obras das LT's e SE's, bem como a sistemática de recepção provisória dos equipamentos e instalações estabelecida no EPC e comparação com os padrões praticados no setor, sempre procurando identificar os riscos a que a Contratante/Financiadores poderiam ficar expostos, e propondo as medidas mitigatórias. Revisão da adequação com relação a regulamentações ambientais.
- 3.3.3. Revisão das licenças e autorizações aplicáveis à construção e operação das LT's e SE's. Sempre que aplicável, foram aventadas necessidades potenciais quanto as autorizações e licenças ainda não obtidas ou programadas.
- 3.3.4. Revisão e comentário quanto à extensão, qualidade e custo de qualquer trabalho já realizado.
- 3.3.5. Avaliação e comentário a respeito do nível de precisão do cronograma de construção proposto, seu caminho crítico e custo estimado para completar a construção das LT's e SE's, incluindo análise dos prazos finais de todos os terceiros envolvidos.
- 3.3.6. Avaliação e comentário quanto a *performance* dos marcos previstos e de desembolsos de recursos provenientes do financiamento, em confronto com aqueles estabelecidos no EPC.

3.3.7. Revisão da estimativa de custo estabelecida para o *design*, aquisição de equipamentos e materiais, fabricação, transporte, instalação, comissionamento, testes e colocação em operação, quanto a adequação das mesmas e, sempre que aplicável, propondo as medidas mitigatórias.

3.3.8. Identificação de quaisquer outras questões que poderiam provocar atrasos e seus impactos no cronograma de construção das LT's e SE's.

3.4. Revisão dos Principais Documentos do Projeto das LT's e SE's

3.4.1. Contrato EPC, acordos de concessão, programas de O & M e programas de supervisão e monitoramento.

3.4.2. Programa para implantação das linhas de transmissão e acordos para a obtenção da faixa de servidão necessária e acesso aos sistemas de distribuição relevantes.

3.4.3. Qualquer outro documento relevante de *design*.

3.5. Revisão dos Contratos de Construção das LT's e SE's

3.5.1. Revisão e comentários sobre a estimativa de custo do EPC, o cronograma, qualidade, custo atual e o progresso da construção das LT's e SE's. Avaliação das cláusulas do EPC relativas à garantia de qualidade e controle de qualidade, penalidades e, sempre identificando os riscos a que a Contratante/Financiadores poderiam ficar expostos, e propondo, sempre que aplicável, as medidas mitigatórias.

3.5.2. Revisão das projeções do modelo econômico-financeiro quanto à precisão e correção das premissas relativas ao Contrato EPC.

3.5.3. Revisão das qualificações das instituições engajadas na construção das LT's e SE's (engenheiros, construtores, fornecedores de equipamento/ materiais e quaisquer outros julgados relevantes).

3.5.4. Revisão e comentários quanto à qualidade e confiabilidade do material a ser utilizado.

3.5.5. Avaliação e comentário quanto à adequação das penalidades e incentivos constantes do Contrato EPC, sempre identificando os riscos a que a Contratante/Financiadores poderiam ficar expostos, e propondo as medidas mitigatórias.

3.6. Visita ao Local do Projeto

3.6.1. Visita ao local de construção das LT's e SE's, visando a verificação da adequabilidade do mesmo em relação ao *design*.

3.6.2. Revisar e comentar as etapas de desenvolvimento das construções e áreas de instalação das LT's e SE's, em relação ao *design* e documentação comentada nos itens acima.

3.7. Relatórios de Avaliação Técnica

3.7.1. Elaboração do relatório preliminar de avaliação técnica, pós visita, para ser analisado e comentado pela Sargent & Lundy. O referido relatório conteve um resumo das principais questões determinadas na revisão da documentação e na visita ao local da implantação das LT's e SE's.

3.7.2. Elaboração do relatório final de avaliação técnica, contendo todos os aspectos relevantes quanto à viabilidade técnica da instalação das LT's e SE's e incluindo recomendações ao Banco Estruturador quanto às diversas fases do projeto:

- a) antes do fechamento financeiro,
- b) após o fechamento financeiro e antes do primeiro desembolso,
- c) após o primeiro desembolso e antes do período de operação,
- d) durante o período de operação.