Relatório de Administração 2003
Annual Management Report

05 Apresentação
Foreword

10 A Energia da Tractebel
The Energy of Tractebel

24 Desempenho Operacional
Operacional Performance

34 Desempenho Econômico e Financeiro
Economic-Financial Performance

46 Perspectivas
Prospects

48 Demonstrações Financeiras
Financial Statements





Senhores Acionistas

To our Shareholders

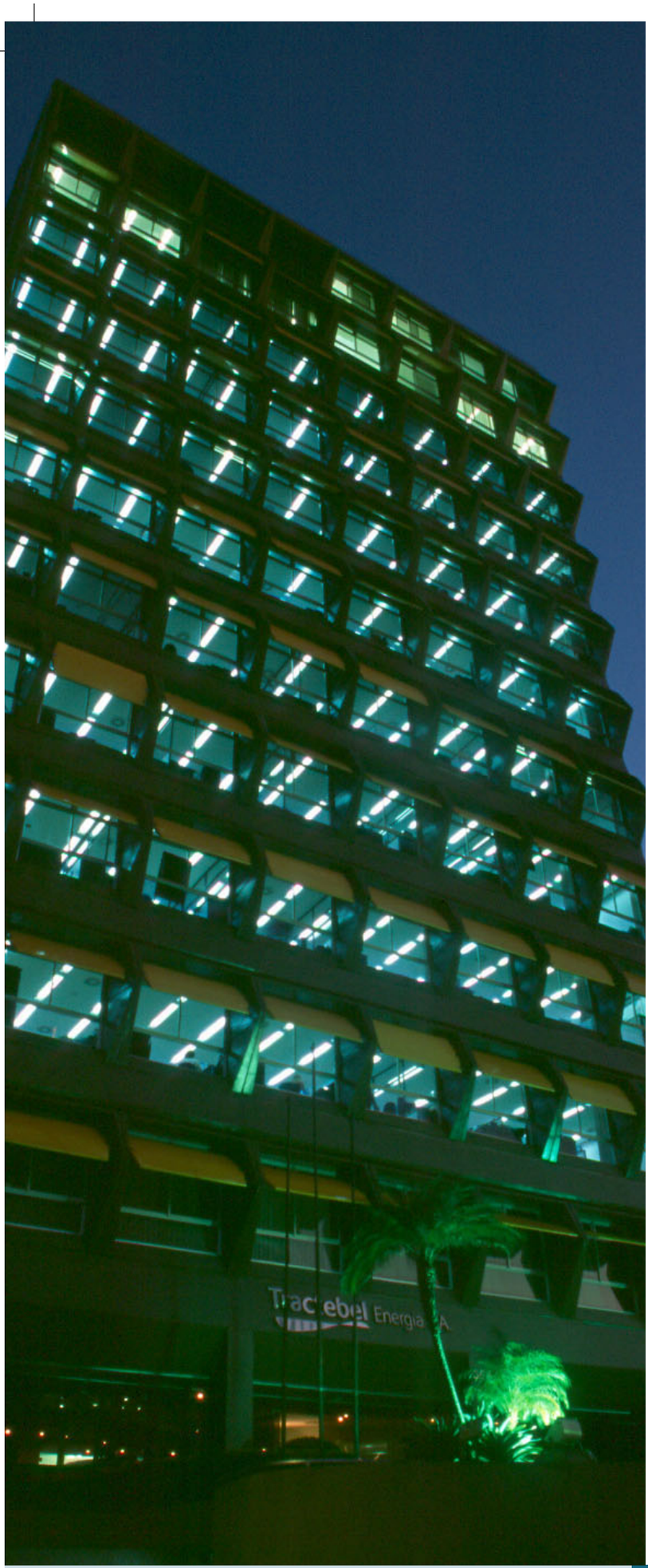
A Administração da Tractebel Energia S.A. tem a satisfação de apresentar o seu Relatório Anual da Administração e as Demonstrações Financeiras relativas ao exercício de 2003, acompanhadas do parecer dos auditores independentes. Toda a documentação relativa às contas apresentadas está à disposição dos senhores acionistas, a quem a Diretoria Executiva sentir-se-á honrada em prestar os esclarecimentos adicionais, se necessários.

Manoel Arlindo Zaroni Torres
Diretor-Presidente

The Management Board of Tractebel Energia S.A. has the pleasure of presenting here the Company's Annual Management Report and Financial Statements for the business year 2003, as well as the independent auditors considerations. All documents concerning the financial statements in this report are available to the shareholders to who the Board of Directors will gladly submit any additional information required.

Manoel Arlindo Zaroni Torres
President Director





Diretoria Executiva em 31/12/2003
The Management Board in dec. 31st 2003

Manoel Arlindo Zaroni Torres
Diretor-Presidente
President Director

Marc Verstraete
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores
Financial and Investor Relations Director

Miroel Makiolke Wolowski
Diretor de Comercialização e Negócios
Trade and Business Director

José Carlos Cauduro Minuzzo
Diretor de Produção de Energia
Energy Production Director

Roberto Dorval Quadros
Diretor de Implantação de Projetos
Project Implantation Director

Luciano Flávio Andriani
Diretor Administrativo
Administrative Director

Marco Antonio Amaral Sureck
Diretor de Planejamento e Controle
Planning and Control Director

Conselho de Administração em 31/12/2003
Board of Directors in dec. 31st 2003

Maurício Stolle Bähr
Presidente
Chairman

Jan Franciscus María Flachet

Manoel Arlindo Zaroni Torres

Victor-Frank de Paula Rosa Paranhos

Dirk Beeuwsaert

Eric Louisa Frans Kenis

Luiz Antônio Barbosa



Apresentação

Foreword

No exercício de 2003, apesar do ambiente de negócios no País ter sido marcado pela desaceleração da atividade econômica, ocasionada pelos ajustes macroeconômicos efetuados para debelar o surto inflacionário no início do ano e interromper os movimentos especulativos que se seguiram ao processo eleitoral do ano de 2002, a Tractebel Energia apresentou os resultados positivos e comemorou cinco anos de atividades, consolidando-se como a maior geradora privada de energia elétrica do País. Nesses cinco anos, investiu em novos projetos de geração próprios e de suas controladas o equivalente a R$ 2,3 bilhões, a preços de 31/12/2003, aumentando em 67% sua capacidade de fornecimento de energia elétrica.

Apesar dos resultados obtidos pela Companhia, 2003 foi um ano difícil para o setor de energia elétrica e os negócios ocorreram num quadro de excesso de oferta de energia no mercado e de instabilidade regulatória, que influenciaram significativamente a percepção de risco dos investidores quanto ao retorno dos investimentos nesse setor.

In 2003, in spite of the Country's business atmosphere having been marked by the deceleration of economic activities, provoked by the macroeconomic adjustments carried out to deal with the inflationary trend early in the year and put an end to the speculative movements that followed the elections in 2002, Tractebel Energia had positive results and celebrated five years in business, consolidating itself as the largest private power producer in the Country. In these five years, the Company invested in new generation projects the equivalent to R$ 2,3 billion, at 12/31/2003 prices, increasing by 67% its electrical energy supply capacity.

Despite the results achieved by the Company, 2003 was a difficult year for the electrical energy sector and business transactions took place in a setting of excess offer and regulatory instability, which affected significantly the investors risk perception regarding profit over investment in the sector.

These scenarios and the difficulties in obtaining environmental licenses

Esses cenários, aliados a dificuldades na obtenção de licenças ambientais para novos empreendimentos, levaram a Companhia a postergar investimentos previstos e a adotar uma política de contenção de despesas, com reflexos expressivos nos resultados no exercício.

Não obstante a evolução adversa do ambiente de negócios e do contexto regulatório, a Companhia obteve bons índices de comercialização de energia elétrica, se comparado com os do mercado, e aproveitou as oportunidades para ampliar o desenvolvimento de negócios com consumidores livres. No encerramento do ano, a Companhia estava atendendo a diversas unidades industriais localizadas em 11 estados brasileiros.

O mercado de livre comercialização com grandes consumidores se mostrou potencialmente viável, dado o compromisso de longo prazo assumido pela Tractebel Energia e a seriedade no tratamento de seus clientes. O desenvolvimento de um mercado livre e competitivo se constitui um importante fator de aumento de competitividade para as indústrias nacionais e o País, promovendo oportunidades de crescimento para a Companhia.

Esse resultado reflete as boas condições do parque instalado da Tractebel Energia, mantidas através de um cuidadoso programa de manutenções que, somente em 2003, teve uma aplicação de recursos da ordem de R$ 20 milhões, e nos últimos cinco anos totalizou R$ 197 milhões, a preços de 31/12/2003. Em conseqüência, os índices de disponibilidade para geração de energia fora dos períodos de

for new projects, led the Company to postpone foreseen investments and adopt a policy of expenditure restraint, with substantial reflexes on the term's results.

Even considering the adversities faced in the business environment and regulatory context the Company achieved good electrical energy trade indexes, when compared to market indexes, and seized opportunities to intensify the development of business with free consumers and by the end of the trade year the Company was supplying several industrial units in 11 Brazilian states.

The large consumers free trade market revealed itself potentially viable, given the long-term commitment offered by Tractebel Energia and the responsible business attitude towards its clients. The development of a free and competitive market is an important factor contributing for the increase in competitiveness national industries and the indeed the Country, promoting growth opportunities for the Company.

This result reflects the quality of the generating park installed by Tractebel Energia, kept through a rigorous maintenance plan that, in 2003 alone, saw some R$ 20 million invested, and over the last five years totaled R$ 197 million, at 12/31/2003 prices. Consequently the indexes of availability for the generation of energy outside the scheduled service periods reached 98% for the hydropower plants, responsible for 79% of the Company's power generation, and 92% for thermo power plants, responsible for the remaining 21%.

revisões programadas atingiram 98% para as usinas hidráulicas, responsáveis por 79% da capacidade de geração da Empresa, e de 92% para as usinas térmicas, responsáveis pelos outros 21%. Além disso, a Companhia implantou diversas melhorias em suas unidades, com o objetivo de certificá-las de acordo com os critérios estabelecidos nas Normas ISO 9001 e 14000, e criou uma nova filial, a Tractebel Manutenção e Serviços – TMS, com o objetivo de centralizar o gerenciamento de suas atividades de manutenção e possibilitar ainda a prestação de serviços a terceiros. Merece também destaque a implantação de um novo sistema de controle das áreas de reservatórios das usinas hidráulicas, com o uso de imagens de satélite, que permitiu maior agilidade e efetividade no seu cuidado, reduzindo riscos decorrentes de invasões e desmatamentos de áreas verdes sob responsabilidade da Companhia.

A capacidade de geração de energia da Companhia foi ampliada com a implantação da Unidade de Co-Geração Lages, de propriedade da controlada Lages Bioenergética Ltda., autorizada a operar comercialmente a partir de dezembro de 2003, com três meses de antecipação em relação ao prazo previsto no projeto. Essa usina conjuga a produção de 28 MW de energia elétrica e 25 t/h de vapor com a redução dos problemas ambientais causados pelo descarte de resíduos de madeira não aproveitados pela indústria madeireira da região onde a usina está situada. Por evitar a decomposição de

The Company has also implanted several improvements in its units seeking to certify these units according to the criteria in Norms ISO 9001 and 14000, and inaugurated a new branch, Tractebel Maintenance and Services – TMS, aiming at centralizing the management of its maintenance activities and also enable services to third parties. It is also noteworthy the implantation of a new control system for the hydropower plants' reservoir areas, with the use of satellite images, which enabled greater agility and effectiveness in the performance of this task, reducing the risk of invasion and deforesting of areas under the responsibility of the Company.

The Company's energy generation capacity was increased with the implantation of Lages Co-Generation Unit, property of its controlled company Lages Bioenergética Ltda., authorized to operate commercially as from December 2003, three months ahead of schedule. This power plant combines 28MW of electrical energy and 25t/h of steam, fueled with local sawmill industries' rejects, reducing the environmental impact caused by this waste otherwise disposed in nature. Because it prevents the decomposition of waste in the environment and replaces another source for the generation of energy, this project is eligible for the commercialization of carbon credits within the Clean Development Mechanism in the Kyoto Protocol.

Another positive aspect, in the course of the term, was the complementary liquidation of existing credits in the Electrical Energy Wholesale Market – MAE, from the transactions that took place within

resíduos no meio ambiente e substituir outra fonte de geração de eletricidade, o projeto é elegível para a comercialização de créditos de carbono dentro do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo do Protocolo de Kyoto.

Outro aspecto positivo, no exercício, foi a liquidação complementar de créditos existentes no Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE, referente às transações ocorridas no âmbito desse mercado, no período de setembro de 2000 a setembro de 2002, que eliminou uma das incertezas do mercado, em razão dos expressivos valores envolvidos e do tempo decorrido para essa regularização. No final do ano, a Tractebel Energia possuía ainda pendentes apenas os valores vinculados a liminares concedidas pelo judiciário.

Melhorias importantes no sistema de gestão da Companhia também foram implementadas no exercício de 2003. Para manter a motivação e o crescimento da qualidade do seu quadro de pessoal, a Empresa implementou um sistema de Gestão por Competências, com o objetivo de dar foco aos seus programas de desenvolvimento de pessoas e atender sua demanda futura de profissionais especializados nos negócios da Companhia. Nas atividades de suprimentos foi implantado um sistema de compras on-line, que além de propiciar a busca de melhores condições nas aquisições de bens e serviços, tem como objetivo permitir um melhor acompanhamento e uso das informações referentes a esses processos. Os sistemas informatizados atingiram um grau de segurança considerado adequado para a Empresa e

the scope of this market, in the period between September 2000 and September 2002, which eliminated one of the market's uncertainties, because of the substantial amounts involved and the time span for the regularization. By the end of the year Tractebel Energia still had pending only the amounts linked to preliminary judicial rulings.

Important improvements in the Company's management system were also implemented in 2003, In order to maintain the motivation and quality growth of its board of staff, the Company implemented a system of Management by Competence, aimed at highlighting its people development programs and meet future demand for professionals specialized in the Company business. In the supplies' activities an on-line purchases system was implanted, which besides enabling the search for better conditions in the acquisition of goods and services, allows improved follow up and use of information regarding these processes. Computer systems reached a level of security adequate for the Company and are fully integrated, and today operate according to the highest standards of security and competence, allowing for swift recovery of computer environments in case of emergency.

All these measures led to cost reductions and increased participation of the Company in the electrical energy market with deals closed with large-scale consumers. As the exam of Tractebel Energia financial report will reveal these initiatives and the favorable exchange rates enabled the Company to achieve positive results in the trade year.

We want to thank our shareholders, clients and collaborators for their

encontram-se plenamente integrados, existindo atualmente um alto grau de segurança e maturidade no uso dessas tecnologias, que permitem uma rápida recomposição dos ambientes computacionais em casos de emergência.

Todas essas medidas levaram a uma redução de custos e à obtenção de uma ampliação relativa da participação da Companhia no mercado de energia elétrica, através da venda a grandes consumidores.

Conforme se pode verificar no exame das contas da Tractebel Energia, essas ações e a situação cambial favorável possibilitaram que a Empresa obtivesse resultados positivos no exercício.

Agradecemos a confiança de nossos acionistas, clientes e colaboradores, que nos motivam na busca contínua de melhores resultados, com base nos valores fundamentais de nosso grupo: profissionalismo, criação de valor, cooperação, espírito de equipe, cuidado com o meio ambiente e ética na condução dos negócios.

Maurício Stolle Bähr

Presidente do Conselho de Administração

trust, which motivate us for the continuous search for improved results, based on our group's fundamental values: professionalism, creation of value, cooperation, team spirit, respect for the environment and ethics in business.

Maurício Stolle Bähr

Chairman of the Board of Directors



A Energia da Tractebel.

The Energy of Tractebel.

1998–2003
A consolidação da Tractebel Energia.

1998–2003: The consolidation of Tractebel Energia.

Em 15 de setembro de 2003 completaram-se cinco anos desde a realização do leilão do controle acionário da estatal Gerasul e a sua aquisição pelo grupo Tractebel, que resultou na constituição da Tractebel Energia S.A., companhia privada de geração de energia elétrica.
Foi um período de cenários desafiadores, em que ocorreram duas desvalorizações cambiais, um racionamento de energia elétrica com reduções expressivas nos índices de consumo que ainda não se reverteram, um processo de reestruturação do modelo setorial da energia elétrica e uma transição de governo, que acenava com

September 15th 2003 was the fifth anniversary of the bid auction and acquisition by Tractebel Group of the controlling shares for the state company Gerasul, later Tractebel Energia S.A., a private power producer.
It was a period of challenging scenarios, that saw two currency devaluations, emergency energy rationing with consequent significant consumption drop, still felt to this date, restructure of the electrical energy sector's model and a government transition that threatened substantial changes.





significativas mudanças.

Foi também um período de evolução e consolidação para a Tractebel Energia, como o expressam diversos indicadores, tais como o aumento de 67% na capacidade de fornecimento de energia elétrica, de 3.719 MW para 6.201 MW; o aumento de 74% na energia assegurada, de 2.143 MW-médios para 3.737 MW-médios; e, finalmente, em 2003, uma destacada atuação na venda direta de energia elétrica a consumidores livres, com 500 MW-médios contratados junto a clientes industriais.

De fato, em 2003, numa conjuntura em que a economia do País se mostrava deprimida, o consumo de energia elétrica apresentava sinais de recuperação bem menores que os esperados, com grande quantidade de energia descontratada no mercado, e ainda com a indefinição nos rumos do setor elétrico brasileiro, a Tractebel Energia confirmou um nível de contratação de energia acima da média obtida

It was also a period of evolution and consolidation for Tractebel Energia, as revealed by the various indexes, such as 67% in the electrical energy supply capacity, from 3,719 MW to 6,201 MW; the 74% increase in firm output, from 2,143 MW-average to 3,737 MW-average; and, finally, in 2003, an outstanding performance in the direct sales of electrical energy to free consumers, with 500 MW-average in contracts with industrial clients.

In fact, in 2003, within the Country's depressed economy context, the electrical energy consumption recovery signs well below the expected, and a large amount of energy not contracted in the market, as well as the uncertain destiny of the Brazilian electrical sector, Tractebel Energia confirmed a level of business above market average, which was very important for the maintenance of its results. In spite of the initial contracts 25% reduction, the volume of electrical energy sold

pelo mercado, importante para a manutenção de seus resultados. Apesar da redução de 25% dos contratos iniciais, o volume de energia elétrica vendido em 2003 pela Companhia foi de 24.327 GWh, uma redução de apenas 4% em relação aos 25.417 GWh de 2002. Esses números foram possíveis graças à contratação da energia livre diretamente com outros agentes do setor elétrico (distribuidoras e comercializadoras) e clientes industriais.

O volume contratado bilateralmente com as distribuidoras evoluiu de 199 GWh em 2002 para 2.630 GWh em 2003. Já com as

by the Company in 2003 was 24,327 GWh, a reduction of only 4% compared to 25,417 GWh in 2002. These figures were possible thanks to the sale of free energy directly to other agents in the electrical sector (distributors and retailers) and industrial customers.

The amounts contracted bilaterally with the distributors went from 199 GWh in 2002 to 2,630 GWh in 2003. With the retailers this amount was 819 GWh in the year, where in 2002 there were no sales to these agents. With industrial consumers, a segment in which Tractebel

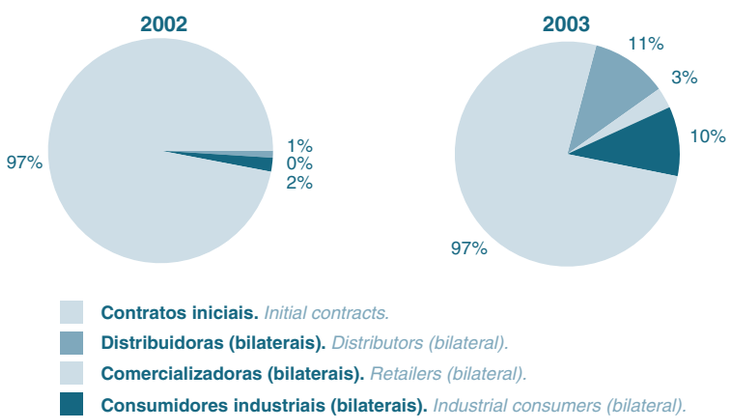




comercializadoras, esse volume foi de 819 GWh no ano, sendo que em 2002 não existia nenhuma venda para esses agentes. Com os consumidores industriais, segmento no qual a Tractebel Energia tem se destacado, o salto foi de 446 GWh em 2002 para 2.317 GWh em 2003.

Energia has performed particularly well, the increase was from 446 GWh in 2002 to 2,317 GWh in 2003.

Distribuição de energia contratada. ***Distribution contracted energy.***



Para atingir esse nível adequado de contratação, foi fundamental uma atuação forte e estruturada da Companhia, focada para atender as necessidades de seus clientes, bem como uma estratégia de venda agressiva aos consumidores finais, o que a fez contabilizar, ao final do ano, uma carteira com 30 clientes livres, em 43 unidades industriais. Participou também do leilão de excedentes de energia elétrica, coordenado pelo MAE em 12 de setembro, vendendo aproximadamente 12 MW-médios de energia em 19 novos contratos.

Ainda no final de 2003, embora a Tractebel Energia tenha desacelerado,

In order reach the adequate level of business it was fundamental a strong and structured performance by the Company, focused on the clients needs, as well as an aggressive sales strategy regarding final consumers, resulting in a client portfolio with 30 free clients in 43 industrial units by the end of the year. The Company took part also in the electrical energy surplus auction, coordinated by MAE in September 12, selling approximately 12 MW-average in 19 new contracts.

Although by the end of 2003 Tractebel Energia had slowed down, due to the market scenario, in the wake of the strong expansion rhythm





por força do cenário, seu forte ritmo de expansão do parque gerador, que foi a grande marca dos primeiros quatro anos de consolidação da Companhia, iniciou a operação comercial da Unidade de Co-Geração Lages, a primeira usina movida à biomassa do Estado de Santa Catarina, com potência instalada de 28 MW de energia elétrica e de 25 t/h de vapor, de propriedade de sua controlada Lages Bioenergética Ltda.

A gestão e a performance operacional sólidas, pautadas pelo desafio de manter a sustentabilidade do negócio em que atua, associadas ao desempenho do câmbio, que teve impacto positivo sobre o endividamento em dólar, resultaram na contabilização de resultados positivos no final do exercício e no fortalecimento de uma imagem positiva da Tractebel Energia, conforme foi reconhecido e sinalizado pelo mercado e pela sociedade.

As ações da Companhia tiveram valorização bem superior à média

that marked its first four years of consolidation, the Company inaugurated commercial operation of Lages Co-Generation Unit, the first power plant fuelled with biomass in the State of Santa Catarina, with an installed capacity of 28 MW of electrical energy and 25 ton/h of steam, owned by its subsidiary Lages Bioenergética Ltda.

The solid management and operational performance, guided by the challenge of maintaining the sustainability of its business, associated with the exchange rates positive effect on the US$ linked debt, accounted for positive results by the end of the trade year and the strengthening of the Company and the recognition of the market and society.

Tractebel Energia shares attained valorization well over the sectors average and its Chairman, Manoel Arlindo Zaroni Torres, was awarded the prize "Fórum de Líderes" by the business newspaper Gazeta Mercantil for the Company's performance in the electrical energy

setorial e o seu presidente, Manoel Arlindo Zaroni Torres, recebeu o prêmio Fórum de Líderes do jornal Gazeta Mercantil pela sua atuação no setor elétrico, um dos mais significativos reconhecimentos setoriais concedido pela imprensa brasileira.

Controladores

O controle acionário da Companhia foi adquirido em 1998 pela Tractebel EGI South America Ltda., naquela data denominada Tractebel Sul Ltda., empresa constituída no Brasil sob o controle da Suez-Tractebel

sector, one of the most important recognitions awarded by the Brazilian press.

Controllers

Tractebel EGI South America Ltda acquired the Company's controlling shares in 1998, Tractebel EGI South America Ltda, at the time denominated Tractebel Sul Ltda, a company set up in Brazil under the control of Suez-Tractebel Société Anonyme and the holder of 78,3% of Tractebel Energia capital.





Société Anonyme e detentora de 78,3% do capital da Tractebel Energia. A Suez-Tractebel S.A., sediada em Bruxelas, na Bélgica, é a divisão de energia da Suez, grupo mundial de serviços que atua em soluções globais em energia e meio ambiente para empresas, indivíduos e comunidades.

Suez-Tractebel S.A., with headquarters in Brussels, Belgium, is the energy division of Suez, an international industrial and services Group, active in sustainable development that provides businesses, public authorities and individuals with innovative solutions in Energy and the Environment.

Performance setorial

A indefinição nos rumos do setor elétrico brasileiro tem provocado, por um lado, um intenso debate sobre os aspectos regulatórios e, por outro, uma certa paralisia nos aspectos comerciais. A reformulação do setor foi iniciada em 1995 e, desde então, esforços têm sido empreendidos na estruturação do arcabouço regulatório e na formulação das regras do Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE). Nesse período, houve muita expectativa em torno do efetivo início do mercado livre, que ocorreria a partir de 2003, com a liberação dos contratos iniciais,

Performance of the sector

The undefined course of the Brazilian electrical energy sector has provoked, on one hand, an intense debate over the regulatory aspects and, on the other hand, a certain paralysis in the commercial aspects. The reformulation of the sector started in 1995 and, ever since, efforts have been made to restructure the regulations and the formulation of rules for the Electrical Energy Wholesale Market (MAE). In this period there has been great expectation around the actual start of the free market, which would occur as from 2003, with the liberation of the

sendo que as privatizações contemplavam essa expectativa.
Além da expectativa da substituição dos contratos iniciais, o País enfrentou um profundo racionamento que se iniciou em junho de 2001, terminando em fevereiro de 2002. À época não se imaginava que os reflexos do racionamento se estenderiam por tanto tempo. Somente após o racionamento percebeu-se, com clareza, que o consumo não recuperaria rapidamente os níveis anteriormente previstos. Além da alteração dos padrões de consumo, o fraco desempenho da economia não permitia a recuperação.

initial contracts, and the privatizations contemplated this expectation. Besides the expectation regarding the replacement of the initial contracts, the Country faced the heavy energy rationing started in June 2001 through to February 2002. At the time it was unforeseen that the reflexes of the rationing would last so long. It was not before the end of the rationing period that it became clear that consumption wouldn't return to previous levels rapidly. Besides the change in consumption habits the Country's economy performance would not allow recovery.





Somadas a isso, a implantação de algumas usinas do Programa Prioritário de Termeletricidade (PPT), criado em 2000, a antecipação de projetos hidrelétricos e a contratação da energia das usinas termelétricas emergenciais, viabilizada pela Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial (CBEE), em 2001, aumentaram a oferta total disponível no sistema brasileiro. Como resultado, ao final de 2002 havia um excedente de oferta no sistema elétrico brasileiro da ordem de 6.000 MW-médios, somente percebido de forma generalizada em meados de 2003.

Ao final de 2003, o Ministério de Minas e Energia (MME) publicou o Modelo Institucional do Setor Elétrico, por meio da edição de medidas provisórias que definem os princípios básicos de um novo modelo. A reformulação proposta contempla mudanças significativas sobre o modelo atual, dentre as quais se destacam: (i) a centralização do planejamento da geração; (ii) a licitação de venda de energia

In addition, the implantation of some power plants within the Thermoelectricity Priority Program (PPT), created in 2000, the anticipation of hydroelectric projects and the energy contracts with emergency thermoelectric power plants, enabled by the Brazilian Trader of Emergency Energy (CBEE), in 2001, increased the overall available offer in the Brazilian system. As a result, by the end of 2002 there was an offer surplus in the Brazilian electrical sector of the order of 6,000 MW-average, only perceived in a generalized manner in early 2003.

At the end of 2003 the Ministry of Mines and Energy (MME) published the Institutional Model for the Electric Sector, through the issue of provisional measures that establish the basic principles of a new model. The reformulation proposed contemplates significant changes on the present model, the main among which are: (i) the centralization of generation planning; (ii) the auction for the sale of energy segmented

segmentada em geração nova e existente; (iii) a introdução de um mecanismo de contratação multilateral, em que cada gerador contrata energia com todos os distribuidores; (iv) o fim do auto-suprimento direto entre empresas coligadas.

Também deve ser destacado que as dificuldades para liquidação de contas do Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE) foram superadas ao longo de 2003, remanescendo apenas as transações ainda em discussão no judiciário. Atualmente as operações financeiras no MAE estão sendo executadas em dia.

in new and existing generation; (iii) the introduction of a mechanism for multilateral contracts, in which each generator contracts energy with all distributors; (iv) the end of direct self-supply among correlated companies.

It must also be pointed out that the difficulties in the liquidation of bills of the Electrical Energy Wholesale Market (MAE) were overcome in the course of 2003, remaining only the transactions pending judicial decision. Current financial operations at MAE are up to date.





O consumo de energia no Brasil e o PIB

O consumo de energia elétrica no País apresentou um crescimento de 3,7% em 2003 em relação a 2002, totalizando 300.646 GWh. Segundo a Eletrobrás, com exceção do segmento industrial, cujo consumo cresceu 1,7%, todas as demais classes tiveram taxas de aumento superiores à média nacional. A holding estatal ressalta que o menor crescimento do consumo faturado nas indústrias é um reflexo da migração de grandes indústrias para a autoprodução. Porém, em dezembro, essa classe apresentou aumento de consumo de 4,9%.

A classe residencial registrou a primeira elevação de consumo desde o racionamento, com 4,8%, enquanto a classe comercial contribuiu com 5%, em comparação a 2002.

Contrastando com o crescimento do consumo de energia elétrica, o Produto Interno Bruto da economia brasileira apresentou uma retração de 0,2% em 2003. Foi o seu pior desempenho desde 1992, quando

The consumption of energy in Brazil and the GDP

The consumption of energy in the Country increased 3,7% in 2003 compared to 2002, totaling 300,646 GWh. According to Eletrobrás, except for the industrial segment, which increased 1,7%, all others increased above the national average. The state owned holding points out that the reduced growth in industrial consumption is due to the migration of the large industries to own-production. Nevertheless that segment increased its consumption by 4,9%. The residential segment consumption went up by 4,8%, the first increase since the rationing, while the commercial consumers contributed with 5%, compared to 2002,

Contrasting with the increase in electrical energy consumption, the Brazilian Gross Domestic Product suffered a 0,2% reduction in 2003, its worst performance since 1992, when it dropped 0,5%. This drop was the result of a year marked by high interest rates, drop in average

recuou 0,5%. A retração foi fruto de um ano marcado por juros altos, queda na renda, diminuição do consumo e aumento nas taxas de desemprego. As exportações de bens e serviços e a agropecuária, que cresceram 14,2% e 5%, respectivamente, evitaram que a retração fosse maior. A média de crescimento do PIB, nos últimos dez anos, foi de 2,4%. No quarto trimestre de 2003, o PIB registrou crescimento de 1,5% em relação ao terceiro trimestre.

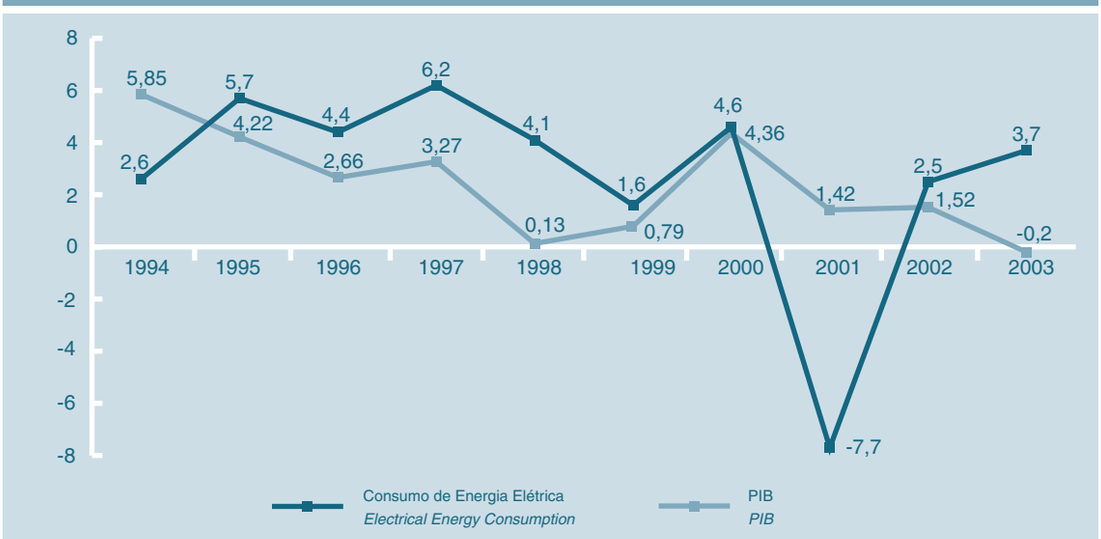
rent, reduction in consumption and increase in unemployment rates. The increase in exports of goods and services and agribusiness, 14,2% and 5%, respectively, prevented worse drops. The average GDP growth, in the last ten years, was 2,4%. On the last quarter of 2003, the GDP registered an increase of 1,5% compared to the previous quarter.

As tabelas a seguir apresentam a trajetória de crescimento anual do consumo de energia elétrica e do PIB nos últimos anos:

The tables below show the annual progress of electrical energy consumption and the GDP in the last years:

Ano *Year*	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Consumo de Energia Elétrica (%) *Electrical Energy Consumption (%)*	2,6	5,7	4,4	6,2	4,1	1,6	4,6	-7,7	2,5	3,7
Produto Interno Bruto (%) *Gross Domestic Product (%)*	5,85	4,22	2,66	3,27	0,13	0,79	4,36	1,42	1,52	-0,2

Evolução do Consumo de Energia Elétrica e do PIB
Evolution of Electrical Energy Consumption and the GDP



Fonte: Eletrobrás e jornal Valor Econômico.
Source: Eletrobrás and Valor Econômico newspaper.



Desempenho Operacional.

Operational Performance.

Números recordes de energia em apenas cinco anos.

Record figures in energy in only five years.

Produção da Tractebel Energia

A produção total de energia elétrica da Tractebel Energia em 2003 foi de 27.156,254 GWh. Essa geração supera em praticamente 15% a média de geração obtida nos últimos cinco anos (de 1998 a 2002), período de existência da empresa como produtora independente de energia elétrica. Em relação à média desses mesmos cinco anos, a geração das usinas hidrelétricas em 2003 foi superior em quase 20%,

Production of Tractebel Energia

Tractebel Energia total electrical energy output in 2003 was 27,156,254 GWh. This figure is practically 15% over the last five years average (1998 to 2002), the period the Company functioned as an independent electrical energy producer. Compared to the average in those same five years, the hydropower plants output in 2003 increased by almost





como reflexo direto dos investimentos no aumento da capacidade instalada.

Essa produção representou 7,4 % de toda energia requerida pelo sistema elétrico interligado do País e correspondeu a 43 % do consumo dos estados da Região Sul.

As condições hidrológicas no Sudeste foram mais favoráveis em 2003 que no ano anterior, reduzindo a necessidade do intercâmbio de energia a partir da Região Sul. Em relação à geração térmica, com as usinas operando em função do consumo de carvão determinado pela ANEEL, a produção foi 5% superior à obtida em 2002.

20%, as a direct result of the investments in the increase in installed capacity.

This production represented 7,4 % of all energy required by the Country's interconnected electrical system and corresponded to 43 % of consumption in the Southern States.

Hydrological conditions in the Southeast were better in 2003 than in the previous year, reducing the need for energy exchange from Southern Brazil. Regarding thermal generation the power plants operating conditioned by the coal consumption established by ANEEL, production was 5% above the figures achieved in 2002.

Parque Gerador da Tractebel Energia

Unidade de Produção	*Tipo*	*Localização*	*Capacidade nominal (MW)*	*Geração bruta total em 2003 (MWh)*
Salto Santiago	Hidrelétrica	Rio Iguaçu (PR)	1.420	6.194.473,50
Salto Osório	Hidrelétrica	Rio Iguaçu (PR)	1.078	4.383.124,06
Passo Fundo	Hidrelétrica	Rio Passo Fundo (RS)	226	1.177.220,47
Itá	Hidrelétrica	Rio Uruguai (SC e RS)	1.090 (#)	5.305.923,00
Machadinho	Hidrelétrica	Rio Uruguai (SC e RS)	382 (#)	3.457.142,82
Cana Brava	Hidrelétrica	Rio Tocantins (GO)	450	2.212.182,64
Total Hidrelétricas			**4.646**	**22.730.066,48**
Complexo Jorge Lacerda	Termelétrica	Capivari de Baixo (SC)	857	3.703.190,59
Charqueadas	Termelétrica	Charquedas (RS)	72	174.900,72
Alegrete	Termelétrica	Alegrete (RS)	66	0,00
William Arjona	Termelétrica	Campo Grande (MS)	190	548.071,96
Lages	Termelétrica	Lages (SC)	28	24,32
Total Termelétricas			**1.213**	**4.426.187,59**
Total Tractebel Energia			**5.859 (*)**	**27.156.254,07**

(#) A capacidade instalada das usinas de Itá e Machadinho é 1.450 MW e 1.140 MW, respectivamente. Os valores apresentados na tabela correspondem à parte efetivamente pertencente a Tractebel Energia e suas controladas.
(*) A capacidade de fornecimento de energia elétrica, incluindo os contratos para compra de longo prazo, é de **6.201 MW.**

Tractebel Energia Generating Park

Production unit	*Type*	*Location*	*Nominal capacity (MWh)*	*Total gross generation in 2003 (MWh)*
Salto Santiago	*Hydroelectric*	*River Iguaçu (PR)*	*1,420*	*6,194,473.50*
Salto Osório	*Hydroelectric*	*River Iguaçu (PR)*	*1,078*	*4,383,124.06*
Passo Fundo	*Hydroelectric*	*River Passo Fundo (RS)*	*226*	*1,177,220.47*
Itá	*Hydroelectric*	*River Uruguai (SC e RS)*	*1,090 (#)*	*5,305,923.00*
Machadinho	*Hydroelectric*	*River Urugual (SC e RS)*	*382 (#)*	*3,457,142.82*
Cana Brava	*Hydroelectric*	*River Tocantins (GO)*	*450*	*2,212,182.64*
Total	***Hydroelectric***		***4,646***	***22,730,066.48***
Complexo Jorge Lacerda	*Thermoelectric*	*Capivari De Baixo (SC)*	*857*	*3,703,190.59*
Charqueadas	*Thermoelectric*	*Charquedas (RS)*	*72*	*174,900.72*
Alegrete	*Thermoelectric*	*Alegrete (RS)*	*66*	*0.00*
William Arjona	*Thermoelectric*	*Campo Grande (MS)*	*190*	*548,071.96*
Lages	*Thermoelectric*	*Lages (SC)*	*28*	*24.32*
Total	***Thermoelectric***		***1,213***	***4,426,187.59***
Total Tractebel Energia			***5,859 (*)***	***27,156,254.07***

(#) Installed capacity at Itá and Machadinho is 1,450 MW and 1,140 MW, respectively. The figures in the table correspond to the part effectively belonging to Tractebel Energia and its subsidiaries.
*(*) The electrical energy supply capacity, including the long-term purchase agreements, is **6,201 MW**.*



Carteira de clientes

Os principais clientes da Tractebel Energia são concessionárias distribuidoras de energia elétrica, situadas nos Estados do Mato Grosso do Sul, Santa Catarina e Rio Grande do Sul. A Companhia atendeu, também, a Região Sudeste, vendendo energia à geradora Furnas Centrais Elétricas S.A.

Com a energia de novas usinas e o início da redução gradual de 25% dos montantes dos contratos iniciais, a Tractebel Energia atendeu outras concessionárias distribuidoras e comercializadoras de energia e consumidores livres de 11 estados brasileiros.

Clients portfolio

The main clients of Tractebel Energia are electrical energy distributors located in the States of Mato Grosso do Sul, Santa Catarina and Rio Grande do Sul. The Company served also the Southeast Region, supplying energy to the generator Furnas Centrais Elétricas S.A. With the energy from new power plants and the gradual reduction of 25% of the amounts in the initial contracts, Tractebel Energia supplied other distributors and retailers of electrical energy and free consumers in 11 Brazilian States.

Confiabilidade e desempenho

Para manter um parque gerador que corresponda às necessidades do setor em termos de confiabilidade e desempenho, a Tractebel

Reliability and performance

In order to maintain a generating park to meet the needs of the sector in terms of reliability and performance, Tractebel Energia has an annual

Energia dispõe de um programa anual de manutenção e revitalização nas suas usinas, com cerca de R$ 20 milhões investidos em 2003. No segundo semestre foi criada a filial Tractebel Manutenção e Serviços (TMS), destinada a preservar os ativos da Companhia e garantir que as usinas operem com disponibilidade e confiabilidade máximas, a custos otimizados. A TMS também fornece serviços de manutenção de máquinas e equipamentos para clientes externos.

maintenance and revitalization program in its power plants, in which R$ 20 million were invested in 2003.
The second semester saw the creation of the Tractebel Maintenance and Services (TMS) branch, designed to preserve Company assets and the ensure power plants to operate with maximum reliability and availability, with optimized costs. TMS supplies also maintenance services for third party machinery and equipment.





Tecnologia da informação - TI

A Tractebel Energia ampliou e implementou melhorias no seu sistema digital de medição de energia e supervisão das suas usinas térmicas e hidráulicas, em 2003, obtendo um controle mais eficiente dos parâmetros operacionais e um atendimento diferenciado aos seus clientes, com o monitoramento da qualidade da energia entregue. Em sua primeira fase, o sistema conta com 176 medidores digitais, com classe de precisão de 0,2%, distribuídos nas usinas, nos clientes e nos pontos de intercâmbio de energia comercializada pela Companhia, que enviam os dados para um servidor central interligado ao Sistema de Coleta de Dados de Energia (SCDE), do MAE. Para o final de 2004 está prevista a conclusão da segunda etapa, que adequará os transformadores de corrente e potência a uma classe de precisão mínima de 0,3%.A implantação do sistema digital de medição é uma

Information technology - TI

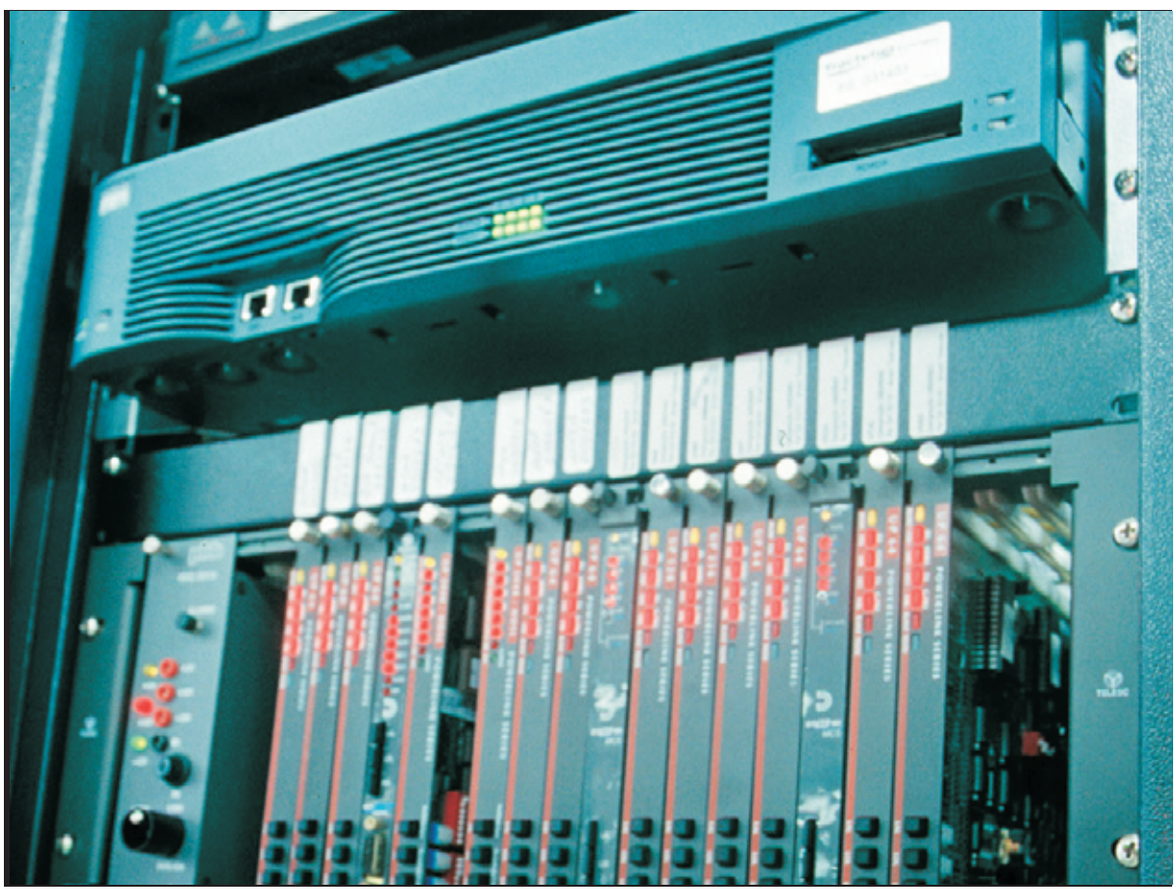
Tractebel Energia increased and implemented improvements in its hydro and thermal power plants digital energy monitoring and measuring system in 2003, achieving a more efficient control of the operational parameters and differentiated service to its clients, monitoring the quality of the electrical energy supplied. In its first stage the system counts on 176 precision classification 0,2% digital gauges among power plants, clients and at Company energy exchange points, sending data to a central server interconnected to MAE's Energy Data Collection System (SCDE). The second stage, foreseen for the end of 2004, will adequate the voltage and power transformers to a minimum class precision of 0,3%. The implantation of the digital measuring system is a requirement of MAE/ONS/ANEEL. Additionally it was carried out the development and implantation of the energy commercialization

exigência do MAE/ONS/ANEEL. Adicionalmente foram efetuados o desenvolvimento e a implantação do sistema de gestão da comercialização de energia, com objetivo de garantir a exatidão e agilidade no cálculo e emissão de faturas de energia.

Outros avanços no campo da TI em 2003 foram (1) a implantação do sistema de Voz sobre IP (VoIP) em todas as unidades da empresa, o que permite reduzir em 30% as faturas de ligação de longa distância (DDD); (2) o desenvolvimento e implantação do Plano de Contingência, que garante a continuidade dos serviços essenciais de informática

management system, designed to ensure precision and agility in invoicing.

Other advances in Information Technology in 2003 in 2003 include (1) the implantation of the Voice over IP (VoIP) system in all company units, enabling 30% savings in long distance calls (DDD); (2) development and implantation of the Contingency Plan, ensuring the continuity of essential computer services in case of unavailability of the central computer environment at the Company's head offices; (3) implantation of PREVIG's (the Company's complementary social





no caso de indisponibilidade do ambiente central na sede da Empresa; (3) a implantação da infra-estrutura de hardware e software da PREVIG, a entidade de previdência privada complementar da Empresa; (4) o cumprimento das exigências para obtenção do nível 3 de maturidade dos sistemas de informação, conforme a metodologia COBIT; e (5) a integração da Lages Bioenergética aos sistemas da Companhia.

Certificação de operadores

Em agosto de 2003 foi concluído o processo de Certificação dos Operadores de Usinas. O programa, iniciado em 2001, foi executado em duas etapas. Na primeira, concluída em 2002, foram certificados 169 operadores; na segunda, concluída em 2003, a totalidade das 232 operadores de usinas térmicas e hidráulicas obteve a certificação.

security entity) hardware and software infrastructure; (4) fulfillment of the requirements to attain level 3 maturity for the information systems, in accordance with COBIT technology; and (5) the integration of Lages Bioenergética with Company systems.

Operator's certification

The process for the Operators Certification was concluded in August 2003. The program, started in 2001, and it took place in two stages. In the first stage, concluded in 2002, 169 operators were certified; in the second one, concluded in 2003, all 232 thermal and hydro power plant operators attained certification.

Certificação ISO 9001 e 14001

Foram iniciados, em 2003, os trabalhos para a certificação, pelos critérios das Normas ISO 14001:1996 e ISO 9001:2000, das usinas térmicas que compõem o Complexo Termelétrico Jorge Lacerda, localizado em Capivari de Baixo (SC) e das usinas hidráulicas Itá (SC), Passo Fundo (RS), Salto Osório e Salto Santiago (PR).

ISO 9001 and 14001 Certification

The year 2003 saw the start of the work to attain ISO 14001:1996 and ISO 9001:2000 certification for the power plants part of the power plants in the Thermoelectric Complex Jorge Lacerda, in Capivari de Baixo (SC) and the hydropower plants Itá (SC), Passo Fundo (RS), Salto Osório and Salto Santiago (PR).





Desempenho Econômico e Financeiro.

Economic-Financial Performance.

Em apenas cinco anos, a maior geradora privada de energia do país.

The country's largest private power producer in only five years.

Ambiente econômico

A conjunção favorável de fatores internacionais após o fim da guerra no Iraque, como a retomada do crescimento das economias dos EUA, Japão e Europa, com a manutenção de baixas taxas de juros e a trajetória ascendente das bolsas de valores mundiais, influenciaram positivamente a economia nacional. No primeiro ano do governo Lula, com a adoção de uma política econômica que tranqüilizou o mercado, o real acumulou uma variação positiva de 18,23% em relação ao dólar. A balança comercial obteve um superávit recorde de US$ 24,8

Economic environment

Economic growth recovery in the USA, Japan and Europe, with the maintenance of low interest rates and the world stock markets upward trend of post Iraqi war international environment benefited the Brazilian economy. In the first year of Lula government, with the adoption of an economic policy that tranquilized the market, Brazilian currency, the real, accumulated a positive variation of 18,23% compared to the US dollar. The commercial balance attained a record surplus of US$ 24,8



bilhões. O risco Brasil atingiu 400 pontos-base ao final do ano, sendo o menor nível desde 1997. A inflação medida pelo IPCA fechou o ano em 9,3% a.a., ultrapassando em 0,8 ponto percentual a meta estabelecida pelo Banco Central, de 8,5% a.a. No Congresso Nacional destacou-se a aprovação da reforma da previdência, com objetivo de reduzir o déficit existente no sistema.

Resultado do exercício

Em 2003, a Companhia apurou um lucro líquido de R$ 517,2 milhões,

billion. The Brazilian risk reached 400 base-points at the end of the year, the lowest since 1997. Inflation measured by the IPCA closed the year in 9,3% p.a., 0,8 percentual points above the 8,5% p.a. target established by the Central Bank. The National Congress approved the reform of the social security to reduce the deficit in the system.

Term results

In 2003, the Company's net profit was R$ 517,2 million, while in the





enquanto no exercício imediatamente anterior apresentara prejuízo de R$ 183,5 milhões. Essa significativa mudança de performance é atribuída, em grande parte, à variação cambial ocorrida nos dois exercícios. Enquanto no exercício de 2002 a desvalorização do real em relação ao dólar foi de 52,27%, chegando a moeda norte-americana a bater na marca de R$ 3,9552, em 2003 o real acumulou uma variação positiva de 18,23%, tendo-se verificado a negociação do dólar na cotação mínima de R$ 2,8219. A receita operacional líquida atingiu R$ 1.782,1 milhões nesse exercício, representando um crescimento de 30,71% em relação a 2002, cujo valor foi de R$ 1.363,4 milhões. Essa evolução é decorrente do aumento nas vendas a novos clientes e dos efeitos de reajustes de preços contratuais de energia elétrica.

As despesas operacionais, antes do cômputo das despesas financeiras líquidas, totalizaram R$ 213,2 milhões, em 2003, superiores em 103,55% às ocorridas no exercício anterior, que atingiram o valor de

previous term it had losses of R$ 183,5 million. This significant change is mainly due to the currency exchange rates variation in the two terms. While in 2002 the devaluation of the real compared to the US dollar was 52,27%, actually reaching the R$ 3,9552 mark, in 2003 the real accumulated a positive variation of 18,23%, or, at its lowest R$ 2,8219,

The net operational proceeds reached R$ 1,782,1 million in this term, an increase of 30,71% compared to 2002, when net operational proceeds were R$ 1,363,4 million. This evolution is the result of the increase in sales to new clients and the effects of adjustments in the electrical energy contract prices.

Operational expenses, before net financial expenses, totaled R$ 213,2 million in 2003, 103,55% above the previous term, when they reached R$ 104,7 million. Operational expenses in this term contemplate R$

R$ 104,7 milhões. As despesas operacionais desse exercício contemplam o valor de R$ 142,9 milhões, referentes à provisão para créditos de liquidação duvidosa constituída pela Companhia em virtude de ações judiciais impetradas por agentes do Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE, que discordam de certos valores apurados no período de racionamento de energia elétrica (de junho de 2001 a fevereiro de 2002), dos quais a Companhia é credora. Por outro lado, nesse exercício a Companhia reverteu o valor de R$ 70,5 milhões referentes a provisões para contingências fiscais, em virtude de êxitos em processos judiciais, dos quais era parte.

suits by agents in the Electrical Energy Wholesale Market – MAE, who disagree with certain amounts accounted in the electrical energy rationing period (June 2001 to February 2002) due to the Company. On the other hand, in this term the Company reverted R$ 70,5 million from tax contingency provisions.



Principais indicadores (expressos em R$ mil, exceto quanto aos percentuais)

Indicadores	2003	2002	%
Receitas operacionais líquidas	1.782.064	1.363.413	30,71
Lucro bruto	702.339	419.197	67,54
Margem bruta	39,41%	30,75%	8,66
Lajida (Ebitda)*	744.913	419.320	77,65
Resultado do serviço	489.175	314.476	55,55
Resultado financeiro	20.912	(583.600)	103,58
Resultado operacional	605.076	(322.895)	287,40
Lucro líquido (prejuízo) do exercício	517.154	(183.521)	381,80
Margem líquida	29,02%	-	-
Dividendos propostos	491.297	-	-
Ativos totais	5.003.124	5.597.913	(10,63)
Dívidas em moeda estrangeira	881.287	1.101.154	(19,97)
Dívidas em moeda nacional	435.945	766.637	(43,14)
Patrimônio líquido	2.601.796	2.760.299	(5,74)

* Lajida (Ebitda): lucro operacional + despesas financeiras líquidas + depreciação e amortização.

Main indicators (in R$ thousand, except when percentages)

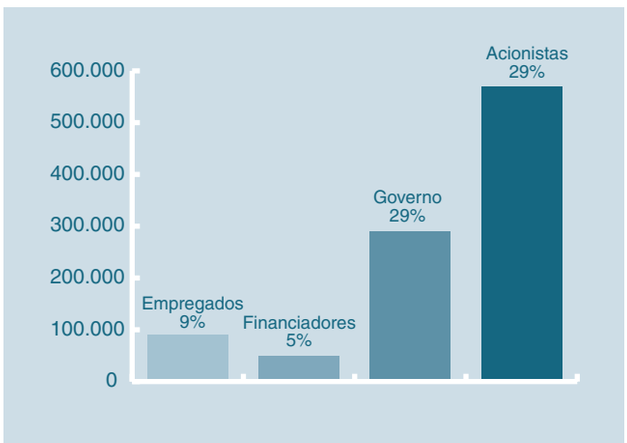
Indicators	*2003*	*2002*	*%*
Net operational proceeds	*1,782,064*	*1,363,413*	*30.71*
Gross profit	*702,339*	*419,197*	*67.54*
Gross margin	*39.41%*	*30.75%*	*8.66*
Ebitda (1)	*744,913*	*419,320*	*77.65*
Term result	*489,175*	*314,476*	*55.55*
Financial result	*20,912*	*(583,600)*	*103.58*
Operational result	*605,076*	*(322,895)*	*287.40*
Term net profit (loss)	*517,154*	*(183,521)*	*381.80*
Net margin	*29.02%*	*-*	*-*
Proposed dividends	*491,297*	*-*	*-*
Total assets	*5,003,124*	*5,597,913*	*(10.63)*
Foreign currency debt	*881,287*	*1,101,154*	*(19.97)*
National currency debt	*435,945*	*766,637*	*(43.14)*
Net worth	*2,601,796*	*2,760,299*	*(5.74)*

** Ebitda: operational profit + net financial expenses + depreciation and amortization.*

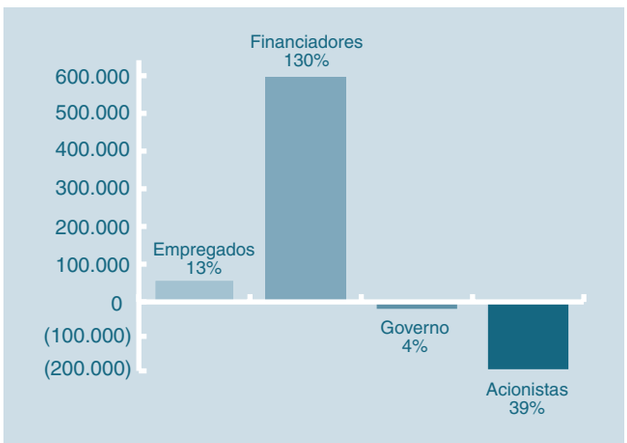
Valor adicionado e sua distribuição

O valor adicionado bruto gerado no exercício de 2003 foi de R$ 922,19 milhões, representando um crescimento de 41,17% em relação a 2002, cujo valor foi de R$ 653,26 milhões. O valor adicionado distribuído nesse exercício foi superior em 95,68% ao do exercício de 2002. A distribuição está indicada nos gráficos a seguir:

2003 – R$ 912.072 mil



2002 – R$ 466.093 mil

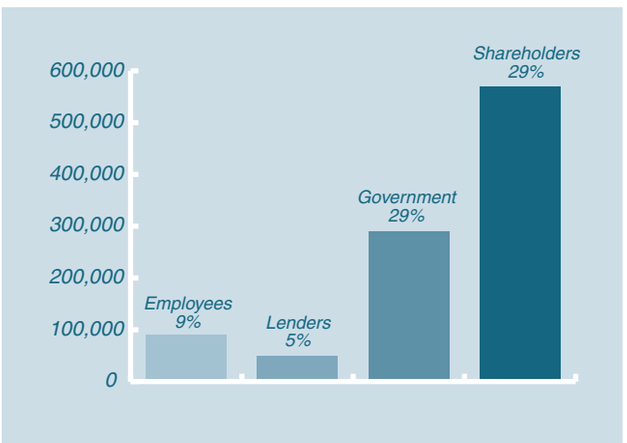


A Demonstração do Valor Adicionado está apresentada no anexo I às Demonstrações Financeiras.

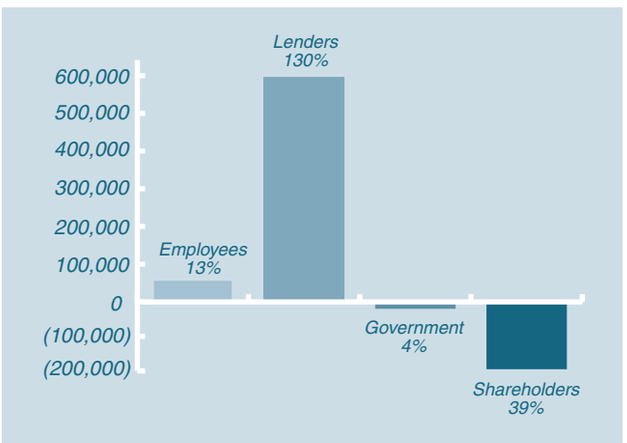
Added value and its distribution

The gross added value generated in the 2003 term was R$ 922,19 million, growth of 41,17% against R$ 653,26 million in 2002. The added value distributed in this term was above the 95,68% in 2002. The distribution can be seen in the following graphs:

2003 – R$ 912,072 thousand



2002 – R$ 466,093 thousand



The Added Value statement is in annex I of the Financial Statement.



Comportamento do preço das ações

O desempenho dos papéis da Tractebel Energia na Bolsa de Valores de São Paulo (Bovespa), em 2003, refletiu a melhora das perspectivas para a economia brasileira, ocorrida ao longo do ano. A valorização do real, que influenciou positivamente o resultado das empresas, e a liquidação das transações no Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE), levaram ao aumento do valor das ações. As ações do tipo ON tiveram uma valorização de 157% e as do tipo PNB subiram 100%, frente ao acréscimo de 107% no Índice Energia Elétrica (IEE) e de 97% no Ibovespa.

Share price performance

The performance of Tractebel Shares in the São Paulo Stock Exchange (Bovespa) in 2003 reflected the improvement of the prospects for the Brazilian economy in the course of the year. The valorization of the real, which had a positive effect on companies' results, and the liquidation of transactions in the Electrical Energy Wholesale Market (MAE), led to share prices increase. ON type shares valorized 157% and type PBN shares went up 100% considering the 107% increase of the Electrical Energy Index (IEE) and 97% at Ibovespa.

Investimentos.

Investments.

Conclusão da Unidade de Co-Geração Lages

Com antecipação de três meses, entrou em operação comercial em dezembro de 2003 a Unidade de Co-Geração Lages, primeira usina movida a biomassa do Estado de Santa Catarina e maior da iniciativa privada no Brasil. A unidade de co-geração, que utiliza os resíduos

Conclusion of Lages Co-Generation Unit

Lages Co-Generation Unit, the first biomass fueled power plant in Santa Catarina State, the largest privately owned in Brazil, entered commercial operation in December 2003, three months ahead of schedule. Fuelled by local sawmill industries waste Lages Co-Generation





de madeireiras da região como combustível, tem 28 MW de potência instalada e é capaz de fornecer 25 t/h de vapor.

A usina foi construída com investimentos de R$ 80 milhões, dos quais R$ 31 milhões de recursos próprios e R$ 49 milhões financiados pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), repassados pelo Banco Regional de Desenvolvimento do Extremo Sul (BRDE).

Seu sistema de operação, utilizando biomassa como matéria-prima, foi aprovado pelo Banco Mundial como Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL), de acordo com o Protocolo de Kyoto. A usina ajuda a resolver o problema dos depósitos inadequados de resíduos industriais, com o que se configura como solução exemplar para o desenvolvimento sustentado.

Unit has 28 MW installed capacity and is able to supply 25 t/h of steam.

The construction of this power plant required R$ 80 million, R$ 31million of which own resources and R$ 49 million financed by the Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), through Banco Regional de Desenvolvimento do Extremo Sul (BRDE).

The World Bank approved Lages biomass fuel system, as a Clean Development Mechanism (CDM) in accordance with the Kyoto Protocol, by helping solve the problem of inadequate disposal of industrial waste this power plant is an exemplary solution for sustained development.

Ações continuadas em Cana Brava

Após a entrada em operação, em 2002, com 2 anos de antecedência em relação ao cronograma contratado com a ANEEL, das três unidades geradoras da Usina Hidrelétrica Cana Brava, no rio Tocantins, norte do Estado de Goiás, com capacidade instalada total de 450 MW, prosseguiram a recuperação da área do canteiro de obras e os programas para a melhoria da infra-estrutura viária das propriedades e comunidades atingidas, bem como as atividades de educação

Continued actions at Cana Brava

After the three generating units of Cana Brava Hydropower plant, with 450MW total installed capacity, located on River Tocantins, Northern Goiás State, started operating in 2002, two years ahead of the schedule agreed with ANEEL, work continued with the recuperation of the building site and the programs for improving roads serving the communities and properties affected by the power plant, environmental education activities, as well as organization and development of the



ambiental e de desenvolvimento e organização da população reassentada. Para 2004 está prevista a continuidade dessas atividades, bem como a construção de um centro de apoio a menores carentes, para atender cerca de 250 pessoas.

Pesquisa e desenvolvimento

A Tractebel Energia executa anualmente o seu Programa de P&D, que favorece diversas instituições de pesquisa no Brasil, com destaque para universidades, fundações e centros de pesquisa. A Companhia procura focar essas atividades na área de meio ambiente, desenvolvimento tecnológico dos processos de geração de energia elétrica, eficiência de usinas e fontes renováveis de energia, investindo dessa forma na melhoria constante de suas instalações e no atendimento à comunidade e aos clientes.

De 1999 a 2003, em cumprimento à Lei nº 9.991/2000, sob fiscalização da ANEEL, a Tractebel Energia investiu R$ 9,2 milhões em P&D. Além do programa, foram investidos mais R$ 3,0 milhões em projetos de pesquisa ambiental relacionados aos reservatórios das usinas hidrelétricas. No programa de P&D 2003, a ANEEL aprovou 12 projetos, no valor de R$ 1,5 milhão. Outros recursos, no valor de R$ 1,4 milhão, foram depositados no Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico, totalizando no ano um investimento de R$ 2,9 milhões.

population resettled. For 2004 it is foreseen the continuity of these activities and the construction of a support center for some 250 underprivileged youngsters.

Research and development

Tractebel Energia has an annual R&D Program involving several research institutions in Brazil, particularly universities, foundations and research centers. The Company seeks to focus these activities on the areas of environment, technological development of electrical generation processes, efficiency of power plants and renewable sources of energy, this way investing in the constant improvement of its facilities and quality of the services to the community and its clients.

Between 1999 and 2003, complying with law nº 9,991/2000, monitored by ANEEL, Tractebel Energia invested R$ 9,2 million in R&D. Besides the R&D Program the Company invested also R$ 3 million in environmental research in connection with the power plants reservoirs. ANEEL approved 12 projects totaling 1,5 million in the 2003 R&D program. Further resources worth R$ 1,4 million were deposited in the National Scientific and Technological Development Fund, totaling R$ 2,9 million in investment.



Perspectivas.

Prospects.

Cinco anos gerando muito mais do que negócios.

Five years generating much more than business.

No ano de 2004 se espera a consolidação do novo modelo do setor elétrico e o amadurecimento do ambiente de livre contratação no mercado de energia elétrica no País. Nesse cenário, ainda prevalece a prudência e uma gestão de perfil mais conservador, que já pautaram o ano de 2003.

As ações da Tractebel Energia, sintonizadas com a meta de manter a sustentabilidade de seu negócio, estarão orientadas para a preservação financeira e a consolidação do corpo funcional.

Florianópolis, 10 de março de 2004.

A Administração.

In 2004 it is expected the consolidation of the new electrical sector model and the maturing of the Country's electrical energy market free environment. In this scenario, prudence and a more conservative management style will have to prevail, similarly to 2003,

Tractebel Energia initiatives in tune with the goal of maintaining the sustainability of its business will be guided towards the financial preservation and consolidation of its board of staff.

Florianópolis, 10th of March of 2004,

The Board of Directors.





Demonstrações Financeiras.

Financial Statements.

Demonstrações Financeiras.

Financial Statements.



BALANÇOS PATRIMONIAIS EM 31 DE DEZEMBRO
(em milhares de reais)

ATIVO

	Controladora		Consolidado	
	2003	2002	2003	2002
CIRCULANTE				
Numerário disponível	5.768	162.333	6.357	164.068
Aplicações no mercado aberto	-	10.679	-	10.679
Títulos e valores mobiliários	295.624	168.877	340.688	186.380
Recursos vinculados a pagamento de obrigações	27.203	-	27.203	-
Consumidores e concessionárias	390.965	769.902	398.625	791.070
(-) Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(142.949)	-	(143.720)	-
Dividendos a receber de controladas	52.778	-	-	-
Adiantamentos a Fornecedores	59.497	6.439	33.226	6.456
Créditos da conta consumo de combustível – CCC	23.766	27.300	23.766	27.300
Alienações, serviços em curso e dispêndios a reembolsar	11.362	19.458	10.229	18.359
Tributos e contribuições sociais a recuperar	21.202	63.879	22.061	68.807
Ativo fiscal diferido	114.154	145.590	122.329	152.575
Almoxarifado	13.347	8.169	13.426	8.169
Despesas pagas antecipadamente	9.306	15.058	52.528	16.060
Outros	18.519	6.010	18.331	6.305
	900.542	**1.403.694**	**925.049**	**1.456.228**
REALIZÁVEL A LONGO PRAZO				
Concessionárias	23.246	30.670	23.246	30.670
Adiantamentos a fornecedores	4.600	-	2.357	-
Tributos e contribuições sociais a recuperar	29.579	7.476	30.381	14.993
Cauções e depósitos vinculados	7.356	-	63.293	-
Depósitos judiciais	23.195	24.526	23.195	24.526
Ativo fiscal diferido	191.591	219.113	191.847	236.059
Despesas pagas antecipadamente	-	4.417	3.668	4.417
Outros	483	2.787	483	3.041
	280.050	**288.989**	**338.470**	**313.706**
PERMANENTE				
Investimentos	563.102	482.517	56.861	63.628
Imobilizado	3.258.874	3.421.360	4.748.995	4.872.512
Diferido	556	1.353	62.934	72.322
	3.822.532	**3.905.230**	**4.868.790**	**5.008.462**
TOTAL DO ATIVO	**5.003.124**	**5.597.913**	**6.132.309**	**6.778.396**

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

BALANCE SHEETS AS OF DECEMBER 31, 2003 AND 2002
(in thousands of Brazilian reais – R$)

ASSETS

	Parent Company		Consolidated	
	2003	2002	2003	2002
CURRENT ASSETS				
Cash	5,768	162,333	6,357	164,068
Short-term investments	-	10,679	-	10,679
Marketable securities	295,624	168,877	340,688	186,380
Receivable linked to purchase obligations	27,203	-	27,203	-
Accounts receivable from distributors and consumers	390,965	769,902	398,625	791,070
(-) Provision for doubtful accounts	(142,949)	-	(143,720)	-
Dividends receivable from subsidiaries	52,778	-	-	-
Advances to suppliers	59,497	6,439	33,226	6,456
Fuel consumption credits - CCC	23,766	27,300	23,766	27,300
Disposals, services in progress and reimbursable amounts	11,362	19,458	10,229	18,359
Recoverable taxes	21,202	63,879	22,061	68,807
Deferred income tax	114,154	145,590	122,329	152,575
Inventories	13,347	8,169	13,426	8,169
Prepaid expenses	9,306	15,058	52,528	16,060
Other	18,519	6,010	18,331	6,305
	900,542	**1,403,694**	**925,049**	**1,456,228**
LONG-TERM ASSETS				
Accounts receivable from consumers	23,246	30,670	23,246	30,670
Advances to suppliers	4,600	-	2,357	-
Recoverable taxes	29,579	7,476	30,381	14,993
Judicial deposits	7,356	-	63,293	-
Escrow deposits	23,195	24,526	23,195	24,526
Deferred income tax	191,591	219,113	191,847	236,059
Prepaid expenses	-	4,417	3,668	4,417
Other	483	2,787	483	3,041
	280,050	**288,989**	**338,470**	**313,706**
PERMANENT ASSETS				
Investments	563,102	482,517	56,861	63,628
Property, plant and equipment	3,258,874	3,421,360	4,748,995	4,872,512
Deferred charges	556	1,353	62,934	72,322
	3,822,532	**3,905,230**	**4,868,790**	**5,008,462**
TOTAL ASSETS	**5,003,124**	**5,597,913**	**6,132,309**	**6,778,396**

The accompanying notes are an integral part of these financial statements.

BALANÇOS PATRIMONIAIS EM 31 DE DEZEMBRO
(em milhares de reais)

PASSIVO

	Controladora		Consolidado	
	2003	2002	2003	2002
CIRCULANTE				
Fornecedores	108.238	184.491	88.508	181.970
Dividendos e juros sobre o capital próprio	441.203	-	441.203	-
Empréstimos e financiamentos	181.085	407.248	245.306	479.481
Encargos de empréstimos e financiamentos	7.807	20.764	13.191	27.784
Debêntures	-	-	15.814	-
Encargos de debêntures	-	-	5.423	16.831
Tributos e contribuições sociais correntes	11.693	10.585	15.913	11.535
Tributos e contribuições sociais parcelados	1.307	2.752	1.307	2.752
Adiantamentos de clientes	-	-	19.094	-
Obrigações estimadas	83.800	145.352	83.878	145.391
Provisão para contingências	13.010	16.573	13.010	16.573
Benefícios pós-emprego	43.722	44.326	43.722	44.326
Passivo fiscal diferido	48.603	170.518	48.603	170.518
Outros	15.577	23.378	19.437	25.429
	956.045	**1.025.987**	**1.054.409**	**1.122.590**
EXIGÍVEL A LONGO PRAZO				
Empréstimos e financiamentos	1.128.340	1.439.779	1.859.455	2.251.696
Debêntures	-	-	166.100	179.041
Tributos e contribuições sociais parcelados	7.738	9.415	7.738	9.415
Obrigações estimadas	22.677	17.300	23.002	17.300
Provisões para contingências	83.476	134.306	83.889	134.306
Concessões a pagar	-	-	131.232	92.922
Benefícios pós-emprego	200.379	208.827	200.379	208.827
Outros	2.673	2.000	4.309	2.000
	1.445.283	**1.811.627**	**2.476.104**	**2.895.507**
PATRIMÔNIO LÍQUIDO				
Capital social	2.445.766	2.445.766	2.445.766	2.445.766
Reservas de capital	91.695	91.695	91.695	91.695
Reservas de lucros	64.335	222.838	64.335	222.838
	2.601.796	**2.760.299**	**2.601.796**	**2.760.299**
TOTAL DO PASSIVO	**5.003.124**	**5.597.913**	**6.132.309**	**6.778.396**

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

BALANCE SHEETS AS OF DECEMBER 31, 2003 AND 2002
(in thousands of Brazilian reais – R$)

LIABILITIES

	Parent Company		Consolidated	
	2003	2002	2003	2002
CURRENT LIABILITIES				
Suppliers	108,238	184,491	88,508	181,970
Dividends and interest on shareholders' equity	441,203	-	441,203	-
Loans and financing	181,085	407,248	245,306	479,481
Financial charges	7,807	20,764	13,191	27,784
Debentures	-	-	15,814	-
Debentures - interest	-	-	5,423	16,831
Current taxes	11,693	10,585	15,913	11,535
Taxes payable in installments	1,307	2,752	1,307	2,752
Advances to clients	-	-	19,094	-
Accrued liabilities	83,800	145,352	83,878	145,391
Provision for contingencies	13,010	16,573	13,010	16,573
Post employment benefits	43,722	44,326	43,722	44,326
Deferred income tax	48,603	170,518	48,603	170,518
Other	15,577	23,378	19,437	25,429
	956,045	**1,025,987**	**1,054,409**	**1,122,590**
LONG-TERM LIABILITIES				
Loans and financing	1,128,340	1,439,779	1,859,455	2,251,696
Debentures	-	-	166,100	179,041
Taxes payable in installments	7,738	9,415	7,738	9,415
Accrued liabilities	22,677	17,300	23,002	17,300
Provision for contingencies	83,476	134,306	83,889	134,306
Concessions payable	-	-	131,232	92,922
Post employment benefits	200,379	208,827	200,379	208,827
Other	2,673	2,000	4,309	2,000
	1,445,283	**1,811,627**	**2,476,104**	**2,895,507**
SHAREHOLDERS' EQUITY				
Capital	2,445,766	2,445,766	2,445,766	2,445,766
Capital reserves	91,695	91,695	91,695	91,695
Profit reserves	64,335	222,838	64,335	222,838
	2,601,796	**2,760,299**	**2,601,796**	**2,760,299**
TOTAL LIABILITIES	**5,003,124**	**5,597,913**	**6,132,309**	**6,778,396**

The accompanying notes are an integral part of these financial statements.

DEMONSTRAÇÕES DOS RESULTADOS DOS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO (em milhares de reais)

	Controladora		Consolidado	
	2003	2002	2003	2002
RECEITAS OPERACIONAIS BRUTAS				
Fornecimento de energia elétrica	165.543	32.157	237.612	47.613
Suprimento de energia elétrica	1.475.762	1.156.112	1.476.912	1.162.351
Subvenção combustível - CCC	226.856	216.294	226.856	216.294
Serviço prestado	10.724	8.154	4.210	3.784
Venda de cinzas	6.746	4.382	6.746	4.382
Outras receitas	426	2.682	443	2.747
	1.886.057	**1.419.781**	**1.952.779**	**1.437.171**
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL				
Impostos e contribuições sobre a receita	(98.736)	(52.738)	(116.586)	(57.702)
Venda de cinzas líquidas de impostos - CCC	(5.257)	(3.630)	(5.257)	(3.630)
Repasse de receita de energia de antecipação	-	-	-	(564)
	(103.993)	**(56.368)**	**(121.843)**	**(61.896)**
RECEITAS LÍQUIDAS DE VENDAS E SERVIÇOS	**1.782.064**	**1.363.413**	**1.830.936**	**1.375.275**
CUSTOS DE ENERGIA ELÉTRICA E SERVIÇOS				
Energia elétrica comprada para revenda	(504.573)	(258.643)	(250.858)	(146.211)
Custo de produção de energia elétrica	(567.885)	(678.790)	(621.460)	(713.215)
Custo dos serviços prestados	(7.267)	(6.783)	(7.267)	(6.783)
	(1.079.725)	**(944.216)**	**(879.585)**	**(866.209)**
LUCRO BRUTO	**702.339**	**419.197**	**951.351**	**509.066**
DESPESAS OPERACIONAIS				
Despesas com vendas	(191.144)	(16.559)	(215.002)	(29.164)
Despesas gerais e administrativas	(22.020)	(88.162)	(35.834)	(97.537)
	(213.164)	**(104.721)**	**(250.836)**	**(126.701)**
Resultado do serviço	**489.175**	**314.476**	**700.515**	**382.365**
Resultado de participações societárias				
Equivalência patrimonial	101.735	(51.483)	(254)	-
Amortização de ágio	(6.746)	(2.288)	(6.746)	(2.288)
	94.989	**(53.771)**	**(7.000)**	**(2.288)**
Receitas (despesas) financeiras				
Renda de aplicações financeiras	53.322	20.763	64.208	23.286
Encargos de dívidas	(134.274)	(130.856)	(226.536)	(193.537)
Encargos sobre concessão ANEEL	-	-	(10.297)	(3.807)
Variações monetárias líquidas	125.537	(455.674)	170.653	(529.579)
Outras	(23.673)	(17.833)	(33.721)	(19.468)
	20.912	**(583.600)**	**(35.693)**	**(723.105)**
RESULTADO OPERACIONAL	**605.076**	**(322.895)**	**657.822**	**(343.028)**
RESULTADO NÃO OPERACIONAL	**2.569**	**(2.748)**	**2.682**	**(2.745)**
LUCRO (PREJUÍZO) ANTES DOS TRIBUTOS	**607.645**	**(325.643)**	**660.504**	**(345.773)**
Contribuição social	(25.721)	38.183	(39.708)	43.512
Imposto de renda	(64.770)	103.939	(103.642)	118.740
LUCRO LÍQUIDO (PREJUÍZO) DO EXERCÍCIO	**517.154**	**(183.521)**	**517.154**	**(183.521)**
LUCRO LÍQUIDO (PREJUÍZO) POR LOTE DE MIL AÇÕES	**0,7923**	**(0,2812)**	**0,7923**	**(0,2812)**

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

STATEMENTS OF OPERATIONS
FOR THE YEARS ENDED DECEMBER 31, 2003 AND 2002
(in thousands of Brazilian reais – R$)

	Parent Company		Consolidated	
	2003	2002	2003	2002
GROSS OPERATING REVENUE				
Revenue from energy supplied to final consumers	165,543	32,157	237,612	47,613
Electric energy supplied	1,475,762	1,156,112	1,476,912	1,162,351
Fuel subsidy – CCC	226,856	216,294	226,856	216,294
Services performed	10,724	8,154	4,210	3,784
Sale of ash	6,746	4,382	6,746	4,382
Other	426	2,682	443	2,747
	1,886,057	**1,419,781**	**1,952,779**	**1,437,171**
DEDUCTIONS				
Taxes and contributions	(98,736)	(52,738)	(116,586)	(57,702)
Sale of ash, net of taxes, transferred to CCC	(5,257)	(3,630)	(5,257)	(3,630)
Transfer of energy revenue in advance	-	-	-	(564)
	(103,993)	**(56,368)**	**(121,843)**	**(61,896)**
NET OPERATING REVENUE	**1,782,064**	**1,363,413**	**1,830,936**	**1,375,275**
COST OF ELECTRIC ENERGY AND SERVICES				
Electric energy purchased for resale	(504,573)	(258,643)	(250,858)	(146,211)
Electric energy production costs	(567,885)	(678,790)	(621,460)	(713,215)
Cost of services rendered	(7,267)	(6,783)	(7,267)	(6,783)
	(1,079,725)	**(944,216)**	**(879,585)**	**(866,209)**
GROSS PROFIT	**702,339**	**419,197**	**951,351**	**509,066**
OPERATING EXPENSES				
Sales expenses	(191,144)	(16,559)	(215,002)	(29,164)
General and administrative expenses	(22,020)	(88,162)	(35,834)	(97,537)
	(213,164)	**(104,721)**	**(250,836)**	**(126,701)**
Income from services	**489,175**	**314,476**	**700,515**	**382,365**
Equity in subsidiaries				
Equity result	101,735	(51,483)	(254)	-
Goodwill amortization	(6,746)	(2,288)	(6,746)	(2,288)
	94,989	**(53,771)**	**(7,000)**	**(2,288)**
Financial income (expenses)				
Income from temporary cash investments	53,322	20,763	64,208	23,286
Interest on loans and financing	(134,274)	(130,856)	(226,536)	(193,537)
Charges - ANEEL's concession	-	-	(10,297)	(3,807)
Monetary variation, net	125,537	(455,674)	170,653	(529,579)
Other	(23,673)	(17,833)	(33,721)	(19,468)
	20,912	**(583,600)**	**(35,693)**	**(723,105)**
OPERATING RESULT	**605,076**	**(322,895)**	**657,822**	**(343,028)**
NONOPERATING RESULT	**2,569**	**(2,748)**	**2,682**	**(2,745)**
INCOME (LOSS) BEFORE TAXES	**607,645**	**(325,643)**	**660,504**	**(345,773)**
Social contribution	(25,721)	38,183	(39,708)	43,512
Income tax	(64,770)	103,939	(103,642)	118,740
NET INCOME (LOSS) FOR THE YEAR	**517,154**	**(183,521)**	**517,154**	**(183,521)**
NET INCOME (LOSS) PER THOUSAND SHARES	**0.7923**	**(0.2812)**	**0.7923**	**(0.2812)**

The accompanying notes are an integral part of these financial statements.

DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO DOS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO (em milhares de reais)

	Capital social	Reservas de capital	Reservas de lucros	Lucros acumulados	Total
SALDOS EM 31.12.2001	**2.445.766**	**91.695**	**406.359**	**-**	**2.943.820**
Prejuízo do exercício	-	-	-	(183.521)	**(183.521)**
Compensação de prejuízo	-	-	(183.521)	183.521	-
SALDOS EM 31.12.2002	**2.445.766**	**91.695**	**222.838**	**-**	**2.760.299**
Dividendos intermediários (ver Nota 19)	-	-	(184.360)	-	**(184.360)**
Lucro líquido do exercício	-	-	-	517.154	**517.154**
Destinação do lucro proposta à A.G.O.:					
- reserva legal	-	-	25.857	(25.857)	**-**
- dividendos / juros sobre o capital próprio PNA – R$ 0,827595, PNB – R$ 0,752657 e ON – R$ 0,752657, todas por lote de mil ações	-	-	-	(491.297)	**(491.297)**
SALDOS EM 31.12.2003	**2.445.766**	**91.695**	**64.335**	**-**	**2.601.796**

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

STATEMENT OF CHANGES IN SHAREHOLDERS' EQUITY FOR THE YEARS ENDED DECEMBER 31, 2003 AND 2002 (in thousands of Brazilian reais – R$)

	Capital	*Capital reserves*	*Income reserves*	*Retained earnings*	*Total*
BALANCES AT DECEMBER 31, 2001	***2,445,766***	***91,695***	***406,359***	***-***	***2,943,820***
Loss for the year	*-*	*-*	*-*	*(183,521)*	***(183,521)***
Transfer - compensation of losses	*-*	*-*	*(183,521)*	*183,521*	*-*
BALANCES AT DECEMBER 31, 2002	***2,445,766***	***91,695***	***222,838***	***-***	***2,760,299***
Ínterim Dividends (see Note 19)	*-*	*-*	*(184,360)*	*-*	***(184,360)***
Net Income for the year	*-*	*-*	*-*	*517,154*	***517,154***
Allocation of net income:					
- Legal Reserve	*-*	*-*	*25,857*	*(25,857)*	***-***
- Dividends and interest on shareholders' equity: PNA – R$ 0.827595, PNB – R$ 0,752657 and ON – R$ 0.752657, (all amounts per 1000 shares)	*-*	*-*	*-*	*(491,297)*	***(491,297)***
BALANCES AT DECEMBER 31, 2003	***2,445,766***	***91,695***	***64,335***	***-***	***2,601,796***

The accompanying notes are an integral part of these financial statements.

DEMONSTRAÇÕES DAS ORIGENS E APLICAÇÕES DE RECURSOS DOS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO (em milhares de reais)

	Controladora		Consolidado	
	2003	2002	2003	2002
ORIGENS				
Das operações				
Lucro líquido (Prejuízo) do exercício	517.154	(183.521)	517.154	(183.521)
Despesas (receitas) que não afetam o caixa:				
Depreciação e amortização	160.749	158.615	206.329	189.877
Provisão para amortização acelerada	21.308	-	21.308	-
Juros de longo prazo	9.384	(25.662)	30.016	(18.473)
Variação monetária de longo prazo	(116.641)	418.430	(161.212)	473.355
Resultado de equivalência patrimonial	(101.735)	51.483	254	-
Amortização de ágio	6.746	2.288	6.746	2.288
(Reversão) provisão de longo prazo, líquida	(46.137)	5.452	(45.420)	5.452
Imposto de renda e CSLL diferidos	121.649	(168.460)	131.719	(181.605)
Ressarcimento parcial custo de energia livre – MAE	397	22.076	397	22.076
Baixas do ativo permanente	(2.285)	2.748	(2.284)	2.748
	570.589	**283.449**	**705.007**	**312.197**
De terceiros				
Ingressos de novos financiamentos de longo prazo	-	45.057	49.163	165.581
Financiamento aquisição energia	4.646	-	4.646	-
Dividendos propostos a receber de controlada	52.778	-	-	-
Adiantamentos de clientes	14	-	5.718	-
Crédito de PIS s/depreciação e amortização	999	-	1.496	-
Realizáveis a longo prazo transferidos para o circulante	51.814	152.873	66.452	153.796
Outras	263	72	264	72
	110.514	**198.002**	**127.739**	**319.449**
TOTAL DAS ORIGENS	**681.103**	**481.451**	**832.746**	**631.646**
APLICAÇÕES				
No realizável a longo prazo	160.472	9.523	222.774	16.283
Em investimentos	38.394	49.583	-	16
Na aquisição de imobilizado e aplicação no diferido	17.212	94.438	86.442	193.739
Em encargos e efeitos inflacionários de curto prazo apropriados no imobilizado	-	3.617	904	26.628
Em crédito de PIS sobre despesas financeiras de longo prazo	2.071	-	1.690	-
Em dividendos intermediários	184.360	-	184.360	-
Em dividendos propostos	491.297	-	491.297	-
Em exigíveis a longo prazo transferidos para o circulante	220.507	200.440	308.277	274.341
TOTAL DAS APLICAÇÕES	**1.114.313**	**357.601**	**1.295.744**	**511.007**
(REDUÇÃO) AUMENTO DO CAPITAL CIRCULANTE LÍQUIDO	**(433.210)**	**123.850**	**(462.998)**	**120.639**
VARIAÇÃO DO CAPITAL CIRCULANTE LÍQUIDO				
Ativo Circulante				
No fim do período	900.542	1.403.694	925.049	1.456.228
No início do período	1.403.694	1.055.798	1.456.228	1.087.157
	(503.152)	**347.896**	**(531.179)**	**369.071**
Passivo Circulante				
No fim do período	956.045	1.025.987	1.054.409	1.122.590
No início do período	1.025.987	801.941	1.122.590	874.158
	(69.942)	**224.046**	**(68.181)**	**248.432**
	(433.210)	**123.850**	**(462.998)**	**120.639**

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

STATEMENTS OF CHANGES IN FINANCIAL POSITION
FOR THE YEARS ENDED DECEMBER 31, 2003 AND 2002
(In thousands of Brazilian reais – R$)

	Parent Company		Consolidated	
	2003	2002	2003	2002
SOURCE OF FUNDS				
From operations				
Net (loss) income	517,154	(183,521)	517,154	(183,521)
Items not affecting working capital:				
Depreciation and amortization	160,749	158,615	206,329	189,877
Provision for accelerated amortization	21,308	-	21,308	-
Long-term interest	9,384	(25,662)	30,016	(18,473)
Long-term monetary variation	(116,641)	418,430	(161,212)	473,355
Equity in subsidiaries	(101,735)	51,483	254	-
Goodwill amortization	6,746	2,288	6,746	2,288
(Reversal) Increase of long-term provisions, net	(46,137)	5,452	(45,420)	5,452
Deferred tax and social contribution	121,649	(168,460)	131,719	(181,605)
Reimbursement of part of the free energy – MAE	397	22,076	397	22,076
Permanent assets sold	(2,285)	2,748	(2,284)	2,748
	570,589	**283,449**	**705,007**	**312,197**
Financing obtained				
Suppliers	-	45,057	49,163	165,581
Debentures	4,646	-	4,646	-
Dividends proposed receivable from subsidiaries	52,778	-	-	-
Advances from clients	14	-	5,718	-
Tax credit - PIS on depreciation and amortization	999	-	1,496	-
Long-term assets transferred to current assets	51,814	152,873	66,452	153,796
Other	263	72	264	72
	110,514	**198,002**	**127,739**	**319,449**
TOTAL SOURCES	**681,103**	**481,451**	**832,746**	**631,646**
USE OF FUNDS				
In long-term assets	160,472	9,523	222,774	16,283
In investments	38,394	49,583	-	16
In acquisition of property items and deferred charges	17,212	94,438	86,442	193,739
In financial charges and short-term inflationary effects, accounted for in property, plant and equipment	-	3,617	904	26,628
In credit - PIS on long-term financial expenses	2,071	-	1,690	-
In intermediate dividends	184,360	-	184,360	-
In proposed dividends	491,297	-	491,297	-
In long-term liabilities transferred to current liabilities	220,507	200,440	308,277	274,341
TOTAL USES	**1,114,313**	**357,601**	**1,295,744**	**511,007**
INCREASE (REDUCTION) IN NET WORKING CAPITAL	**(433,210)**	**123,850**	**(462,998)**	**120,639**
VARIATION IN NET WORKING CAPITAL				
Current assets				
End of year	900,542	1,403,694	925,049	1,456,228
Beginning of year	1,403,694	1,055,798	1,456,228	1,087,157
	(503,152)	**347,896**	**(531,179)**	**369,071**
Current liabilities				
End of year	956,045	1,025,987	1,054,409	1,122,590
Beginning of year	1,025,987	801,941	1,122,590	874,158
	(69,942)	**224,046**	**(68,181)**	**248,432**
	(433,210)	**123,850**	**(462,998)**	**120,639**

The accompanying notes are an integral part of these financial statements.

ANEXO I - DEMONSTRAÇÕES DO FLUXO DE CAIXA DOS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO (não auditadas) (em milhares de reais)

	Controladora		Consolidado	
	2003	2002	2003	2002
Atividades operacionais				
Lucro líquido (Prejuízo) do período	517.154	(183.521)	517.154	(183.521)
Despesas (receitas) que não afetam o caixa:				
Depreciação e amortização	160.749	158.615	206.329	189.877
Provisão para amortização acelerada	21.308	-	21.308	-
Juros de longo prazo	9.384	(25.662)	30.016	(18.473)
Variação monetária de longo prazo	(116.641)	418.430	(161.212)	473.355
Resultado de equivalência patrimonial	(101.735)	51.483	254	-
Amortização de ágio	6.746	2.288	6.746	2.288
(Reversão) provisão de despesas de longo prazo, líquida	(46.137)	5.452	(45.420)	5.452
Imposto de renda e CSLL diferidos	121.649	(168.460)	131.719	(181.605)
Ressarcimento parcial custo de energia livre – MAE	397	22.076	397	22.076
Baixas do ativo permanente	(2.285)	2.748	(2.284)	2.748
	570.589	**283.449**	**705.007**	**312.197**
Variações no ativo circulante				
Consumidores e concessionárias	385.964	156.827	399.472	155.455
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	142.949	-	143.720	-
Recursos vinculados a pagamentos de obrigações	(27.203)	-	(27.203)	-
Dividendos a receber de controladas	(52.778)	-	-	-
Adiantamento a fornecedores	(29.309)	-	(14.599)	-
Tributos e contribuições sociais	48.753	(44.540)	54.318	(45.067)
Ativo fiscal diferido	31.436	11.516	36.997	4.531
Despesas antecipadas	10.169	(2.989)	(13.952)	(3.834)
Outros	4.488	(4.116)	4.796	(1.283)
	514.469	**116.698**	**583.549**	**109.802**
Variações no passivo circulante				
Fornecedores	(76.253)	1.097	(93.462)	(31.322)
Dividendos e juros sobre o capital próprio	441.203	(165.120)	441.203	(165.120)
Empréstimos, financiamentos e debêntures	(415.560)	178.705	(502.148)	156.224
Tributos e contribuições sociais	(2.130)	(258.461)	1.140	(257.847)
Adiantamento de clientes	-	-	12.785	-
Provisão para contingências	(14.413)	-	(14.413)	-
Benefícios pós-emprego	(27.209)	(6.133)	(27.209)	(6.133)
Obrigações estimadas	(66.371)	108.512	(66.332)	108.463
Passivo fiscal diferido	(121.915)	170.518	(121.915)	170.518
Outros	(7.801)	(5.512)	(6.107)	(692)
	(290.449)	**23.606**	**(376.458)**	**(25.909)**
Aplicações no realizável a longo prazo				
Depósitos judiciais	(4.560)	(7.239)	(4.560)	(7.239)
Adiantamentos a fornecedores	(28.349)	-	(12.286)	-
Tributos e contribuições sociais a recuperar	(26.080)	-	(26.741)	(6.324)
Cauções e depósitos vinculados	(7.356)	-	(63.293)	-
Ativo fiscal diferido	(94.127)	-	(94.127)	-
Outros realizáveis a longo prazo	-	(2.284)	(21.767)	(2.720)
	(160.472)	**(9.523)**	**(222.774)**	**(16.283)**
Aumento do exigível a longo prazo				
Adiantamento de clientes	14	-	5.718	-
Financiamento de aquisição de energia	4.646	-	4.646	-
	4.660	**-**	**10.364**	**-**
Total das atividades operacionais	**638.797**	**414.230**	**699.688**	**379.807**
Atividades de investimento				
Integralização de capital em controladas	(38.394)	(49.567)	-	-
Aplicação no imobilizado e diferido	(16.949)	(97.983)	(87.082)	(220.295)
Créditos de PIS s/ depreciação e amortização	999	-	1.496	-
Dividendos a receber de controladas	52.778	-	-	-
Outros	-	(16)	-	(16)
Total das atividades de investimentos	**(1.566)**	**(147.566)**	**(85.586)**	**(220.311)**
Atividades de financiamento				
Empréstimos e financiamentos	-	45.057	49.163	165.581
Dividendos intermediários	(184.360)	-	(184.360)	-
Dividendos propostos	(491.297)	-	(491.297)	-
Recuperação de PIS s/ despesas financeiras de longo prazo	(2.071)	-	(1.690)	-
Total das atividades de financiamentos	**(677.728)**	**45.057**	**(628.184)**	**165.581**
Total dos efeitos no caixa	**(40.497)**	**311.721**	**(14.082)**	**325.077**
Caixa e equivalentes				
Saldo inicial	341.889	30.168	361.127	36.050
Saldo final	301.392	341.889	347.045	361.127
	(40.497)	**311.721**	**(14.082)**	**325.077**

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

ANNEX I - STATEMENT OF CASH FLOW
FOR THE YEARS ENDED DECEMBER 31, 2003 AND 2002 (NOT AUDITED)
(in thousands of Brazilian reais – R$)

	Parent Company		Consolidated	
	2003	2002	2003	2002
Operational activities				
Net (loss) income	517,154	(183,521)	517,154	(183,521)
Items not affecting cash:				
Depreciation and amortization	160,749	158,615	206,329	189,877
Accelerated amortization provision	21,308	-	21,308	-
Long-term interest	9,384	(25,662)	30,016	(18,473)
Long-term monetary variation	(116,641)	418,430	(161,212)	473,355
Equity result	(101,735)	51,483	254	-
Goodwill amortization	6,746	2,288	6,746	2,288
(Reversal) Increase of long-term provisions – net	(46,137)	5,452	(45,420)	5,452
Deferred income tax and social contribution	121,649	(168,460)	131,719	(181,605)
Reimbursement of part of the free energy – MAE	397	22,076	397	22,076
Permanent assets sold	(2,285)	2,748	(2,284)	2,748
	570,589	**283,449**	**705,007**	**312,197**
Increase (decrease) in current assets				
Accounts receivable – distributors and consumers	385,964	156,827	399,472	155,455
Provision for doubtful accounts	142,949	-	143,720	-
Funding linked to obligations and purchases	(27,203)	-	(27,203)	-
Dividends receivable from subsidiaries	(52,778)	-	-	-
Advances to suppliers	(29,309)	-	(14,599)	-
Recoverable taxes	48,753	(44,540)	54,318	(45,067)
Deferred income tax	31,436	11,516	36,997	4,531
Prepaid expenses	10,169	(2,989)	(13,952)	(3,834)
Other	4,488	(4,116)	4,796	(1,283)
	514,469	**116,698**	**583,549**	**109,802**
Increase (decrease) in current liabilities				
Suppliers	(76,253)	1,097	(93,462)	(31,322)
Proposed dividends and interest on capital shareholders' equity	441,203	(165,120)	441,203	(165,120)
Loans and financing	(415,560)	178,705	(502,148)	156,224
Taxes and social contributions	(2,130)	(258,461)	1,140	(257,847)
Advances to clients	-	-	12,785	-
Provisions for contingencies	(14,413)	-	(14,413)	-
Post employment benefits	(27,209)	(6,133)	(27,209)	(6,133)
Accrued liabilities	(66,371)	108,512	(66,332)	108,463
Deferred tax	(121,915)	170,518	(121,915)	170,518
Other liabilities	(7,801)	(5,512)	(6,107)	(692)
	(290,449)	**23,606**	**(376,458)**	**(25,909)**
Increase in noncurrent assets				
Escrow deposits	(4,560)	(7,239)	(4,560)	(7,239)
Advances to suppliers	(28,349)	-	(12,286)	-
Income tax and social contribution to recoverable	(26,080)	-	(26,741)	(6,324)
Judicial deposits	(7,356)	-	(63,293)	-
Deferred Income tax	(94,127)	-	(94,127)	-
Other noncurrent assets	-	(2,284)	(21,767)	(2,720)
	(160,472)	**(9,523)**	**(222,774)**	**(16,283)**
Increase in noncurrent liabilities				
Advances from suppliers	14	-	5,718	-
Financing for energy acquisition	4,646	-	4,646	-
	4,660	**-**	**10,364**	**-**
Total of operating activities	**638,797**	**414,230**	**699,688**	**379,807**
Investment activities				
Capital increase in subsidiaries	(38,394)	(49,567)	-	-
Increase in property, plant and equipment and deferred assets	(16,949)	(97,983)	(87,082)	(220,295)
Tax credit - PIS on depreciation and amortization	999	-	1,496	-
Dividends receivable from subsidiaries	52,778	-	-	-
Other	-	(16)	-	(16)
Total of investments activities	**(1,566)**	**(147,566)**	**(85,586)**	**(220,311)**
Financing activities				
Loans and financing	-	45,057	49,163	165,581
Intermediate dividend	(184,360)	-	(184,360)	-
Proposed dividends	(491,297)	-	(491,297)	-
Tax credit - PIS on long-term financial expenses	(2,071)	-	(1,690)	-
Total of financing activities	**(677,728)**	**45,057**	**(628,184)**	**165,581**
Cash effects	**(40,497)**	**311,721**	**(14,082)**	**325,077**
Cash				
Beginning of the year	341,889	30,168	361,127	36,050
End of the year	301,392	341,889	347,045	361,127
	(40,497)	**311,721**	**(14,082)**	**325,077**

The accompanying notes are an integral part of these financial statements.

ANEXO II – DEMONSTRAÇÕES DO VALOR ADICIONADO (não auditadas) DOS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO (em milhares de reais)

	Controladora		Consolidado	
	2003	2002	2003	2002
GERAÇÃO DO VALOR ADICIONADO				
Receitas de vendas, serviços e outras	1.659.201	1.203.487	1.725.923	1.220.877
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(142.949)	-	(143.720)	-
Subvenção de combustível – CCC	226.856	216.294	226.856	216.294
Receitas não operacionais	2.569	(2.748)	2.682	(2.745)
(-) Insumos				
Materiais	(9.633)	(8.725)	(10.068)	(9.637)
Serviços de terceiros	(49.116)	(43.097)	(54.289)	(44.729)
Combustível para produção de energia – CCC	(223.129)	(216.294)	(223.129)	(216.294)
Combustível para produção de energia sem subvenção	(77.346)	(57.293)	(77.346)	(57.293)
Energia elétrica comprada para revenda	(504.573)	(258.643)	(250.858)	(146.211)
Seguros	(14.058)	(11.113)	(15.265)	(12.106)
Outros	54.370	(168.605)	30.117	(182.058)
	(823.485)	(763.770)	(600.838)	(668.328)
VALOR ADICIONADO BRUTO	**922.192**	**653.263**	**1.210.903**	**766.098**
Depreciação, amortização e baixas	(182.057)	(158.615)	(227.637)	(189.877)
VALOR ADICIONADO LÍQUIDO GERADO	**740.135**	**494.648**	**983.266**	**576.221**
VALOR ADICIONADO RECEBIDO EM TRANSFERÊNCIA				
Receitas financeiras	70.202	22.928	78.245	25.764
Resultado da equivalência patrimonial	101.735	(51.483)	(254)	-
VALOR ADICIONADO A DISTRIBUIR	**912.072**	**466.093**	**1.061.257**	**601.985**

DISTRIBUIÇÃO DO VALOR ADICIONADO

	Controladora				Consolidado			
	2003	%	2002	%	2003	%	2002	%
Remuneração:								
Do trabalho								
Remuneração e encargos	55.716	6,11	47.226	10,13	57.203	5,39	47.960	7,97
Benefícios	16.003	1,75	13.059	2,80	16.125	1,52	13.304	2,21
Participação	8.500	0,93	-	-	8.500	0,80	-	-
	80.219	**8,79**	**60.285**	**12,93**	**81.828**	**7,71**	**61.264**	**10,18**
Do capital de terceiros								
Encargos e variações monetárias	12.626	1,39	587.880	126,13	60.023	5,66	724.468	120,35
Outras despesas financeiras	32.377	3,55	16.378	3,51	48.748	4,59	22.058	3,66
Aluguéis	2.952	0,32	2.634	0,57	3.335	0,31	2.796	0,46
	47.955	**5,26**	**606.892**	**130,21**	**112.106**	**10,56**	**749.322**	**124,47**
Do governo								
Impostos, taxas e contribuições	117.232	12,86	67.029	14,38	136.376	12,85	72.217	12,00
Encargos setoriais	59.021	6,47	57.530	12,34	70.443	6,64	64.955	10,79
Imposto de renda e contribuição social	90.491	9,92	(142.122)	(30,49)	143.350	13,51	(162.252)	(26,95)
	266.744	**29,25**	**(17.563)**	**(3,77)**	**350.169**	**33,00**	**(25.080)**	**(4,16)**
Do capital próprio								
Reserva legal	25.857	2,83	-	-	25.857	2,44	-	-
Dividendos e juros sobre o capital próprio	491.297	53,87	-	-	491.297	46,29	-	-
Prejuízo do período	-	-	(183.521)	(39,37)	-	-	(183.521)	(30,49)
	517.154	**56,70**	**(183.521)**	**(39,37)**	**517.154**	**48,73**	**(183.521)**	**(30,49)**
	912.072	**100,00**	**466.093**	**100,00**	**1.061.257**	**100,00**	**601.985**	**100,00**

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

ANNEX II - STATEMENTS OF VALUE ADDED
FOR THE YEARS ENDED DECEMBER 31, 2003 AND 2002 (NOT AUDITED)
(in thousands of Brazilian reais – R$)

	Parent Company		Consolidated	
	2003	2002	2003	2002
GENERATION OF VALUE ADDED				
Sales, services and other income	1,659,201	1,203,487	1,725,923	1,220,877
Provision for doubtful accounts	(142,949)	-	(143,720)	-
Fuel subsidy – CCC	226,856	216,294	226,856	216,294
Nonoperating income	2,569	(2,748)	2,682	(2,745)
(-) Inputs				
Materials	(9,633)	(8,725)	(10,068)	(9,637)
Third-party services	(49,116)	(43,097)	(54,289)	(44,729)
Fuel for energy production – CCC	(223,129)	(216,294)	(223,129)	(216,294)
Fuel for production without subsidy	(77,346)	(57,293)	(77,346)	(57,293)
Electric energy purchased for resale	(504,573)	(258,643)	(250,858)	(146,211)
Insurance	(14,058)	(11,113)	(15,265)	(12,106)
Others	54,370	(168,605)	30,117	(182,058)
	(823,485)	(763,770)	(600,838)	(668,328)
GROSS VALUE ADDED	**922,192**	**653,263**	**1,210,903**	**766,098**
Depreciation, amortization and write-offs	(182,057)	(158,615)	(227,637)	(189,877)
NET GENERATED VALUE ADDED	**740,135**	**494,648**	**983,266**	**576,221**
VALUE ADDED TRANSFERRED TO				
Financial income	70,202	22,928	78,245	25,764
Equity in subsidiaries	101,735	(51,483)	(254)	-
VALUE ADDED TO BE DISTRIBUTED	**912,072**	**466,093**	**1,061,257**	**601,985**

DISTRIBUTION OF VALUE ADDED

	Parent Company				Consolidated			
	2003	%	2002	%	2003	%	2002	%
Remuneration:								
Labor								
Wages and labor charges	55,716	6.11	47,226	10.13	57,203	5.39	47,960	7.97
Benefits	16,003	1.75	13,059	2.80	16,125	1.52	13,304	2.21
Profit sharing	8,500	0.93	-	-	8,500	0.80	-	-
	80,219	**8.79**	**60,285**	**12.93**	**81,828**	**7.71**	**61,264**	**10.18**
Third-party capital								
Charges and monetary variations	12,626	1.39	587,880	126.13	60,023	5.66	724,468	120.35
Other financial expenses	32,377	3.55	16,378	3.51	48,748	4.59	22,058	3.66
Rentals	2,952	0.32	2,634	0.57	3,335	0.31	2,796	0.46
	47,955	**5.26**	**606,892**	**130.21**	**112,106**	**10.56**	**749,322**	**124.47**
Government								
Taxes, fees and contributions	117,232	12.86	67.029	14.38	136,376	12.85	72,217	12.00
Sector charges	59,021	6.47	57,530	12.34	70,443	6.64	64,955	10.79
Income and social contribution taxes	90,491	9.92	(142,122)	(30.49)	143,350	13.51	(162,252)	(26.95)
	266,744	**29.25**	**(17,563)**	**(3.77)**	**350,169**	**33.00**	**(25,080)**	**(4.16)**
Shareholders' equity								
Legal reserve	25,857	2.83	-	-	25,857	2.44	-	-
Dividends and interest on shareholders' equity	491,297	53.87	-	-	491,297	46.29	-	-
Loss for the year	-	-	(183,521)	(39.37)	-	-	(183,521)	(30.49)
	517,154	**56.70**	**(183,521)**	**(39.37)**	**517,154**	**48.73**	**(183,521)**	**(30.49)**
	912,072	**100**	**466,093**	**(100)**	**1,061,257**	**100**	**601,985**	**100**

The accompanying notes are an integral part of these financial statements.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2003 E 2002
(em milhares de reais)

RELAÇÃO DAS NOTAS EXPLICATIVAS

NOTA 1 – CONTEXTO OPERACIONAL
NOTA 2 – APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
NOTA 3 – TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS
NOTA 4 – CONSUMIDORES E CONCESSIONÁRIAS
NOTA 5 – ATIVO FISCAL DIFERIDO
NOTA 6 – CONCILIAÇÃO DOS TRIBUTOS, NO RESULTADO
NOTA 7 – INVESTIMENTOS
NOTA 8 – ATIVO IMOBILIZADO
NOTA 9 –DESCONTINUIDADE DAS UNIDADES 4 E 5 DA UTE W. ARJONA
NOTA 10 – FORNECEDORES
NOTA 11 – EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS
NOTA 12 – DEBÊNTURES
NOTA 13 - TRIBUTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS PARCELADOS
NOTA 14 – OBRIGAÇÕES ESTIMADAS
NOTA 15 - PROVISÕES PARA CONTINGÊNCIAS
NOTA 16 – CONCESSÕES A PAGAR
NOTA 17 – BENEFÍCIOS PÓS-EMPREGO
NOTA 18 - PASSIVO FISCAL DIFERIDO
NOTA 19 - PATRIMÔNIO LÍQUIDO
NOTA 20 – DIVIDENDOS PROPOSTOS
NOTA 21 – DETALHAMENTO DOS GASTOS OPERACIONAIS POR NATUREZA
NOTA 22 – ARRENDAMENTO MERCANTIL
NOTA 23 - INSTRUMENTOS FINANCEIROS
NOTA 24 – TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS
NOTA 25 – GARANTIAS A TERCEIROS
NOTA 26 – SEGUROS
NOTA 27 – CONTRATOS DE LONGO PRAZO
NOTA 28 – SERVIÇOS DE AUDITORIA

NOTA 1 – CONTEXTO OPERACIONAL

A Companhia é concessionária de uso de bem público, na condição de produtor independente, com sede em Florianópolis – SC, e tem como atividade a geração e comercialização de energia elétrica, cuja regulamentação está subordinada à Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, vinculada ao Ministério de Minas e Energia.

Sua capacidade instalada, incluindo a propriedade indireta das UHEs Itá e Cana Brava e da Unidade de Cogeração Lages, é de 5.859 MW, dos quais 79,30% em usinas hidrelétricas e 20,70% em termelétricas, compostos pelo seguinte parque gerador em operação: UHE Salto Osório (PR), UHE Salto Santiago (PR), UHE Passo Fundo (RS), UHE Itá (RS/SC), UHE Machadinho (SC/RS), UHE Cana Brava (GO), UTE Charqueadas (RS), UTE Alegrete (RS), UTE William Arjona (MS), Complexo Termelétrico Jorge Lacerda (SC) e Unidade de Cogeração Lages (SC). A capacidade de fornecimento de energia elétrica da Companhia, incluindo os contratos para compra de longo prazo firmados com a controlada Itá Energética S.A. - ITASA e com a Companhia de Interconexão Energética – CIEN, é de 6.201 MW.

As concessões e autorizações detidas pela Companhia e suas controladas estão relacionadas na Nota 8-c.

O controle acionário da Companhia pertence à Tractebel EGI South America Ltda., empresa constituída no Brasil sob o controle da Suez-Tractebel Sociètè Anonyme, nova denominação da Tractebel Sociètè Anonyme, com sede em Bruxelas, Bélgica, integrante do Grupo Suez, sediado na França. A Companhia é controladora da Companhia Energética Meridional – CEM, detendo 99,99% das ações representativas de seu capital social, a qual é detentora da concessão da Usina hidrelétrica Cana Brava, localizada no Rio Tocantins, Estado de Goiás. A Companhia detém, também, o controle compartilhado, com a Companhia Siderúrgica Nacional – CSN, da empresa Itá Energética S.A. – ITASA, da qual possui 48,75% do capital votante. A ITASA é uma SPE – Sociedade de Propósito Específico constituída para construir e explorar, em parceria, através de consórcio, a usina hidrelétrica Itá, localizada no Rio Uruguai, na divisa dos Estados de Santa Catarina e Rio Grande do Sul. Detém, ainda, 99,99% das quotas de capital da Lages Bioenergética Ltda., a qual detém autorização para implantar e explorar a unidade de cogeração Lages, no Município de Lages (SC). As principais características das controladas e de seus empreendimentos estão descritas na Nota 7-b.

NOTES TO THE FINANCIAL STATEMENTS FOR THE YEARS ENDED DECEMBER 31, 2003 AND 2002 (in thousands of Brazilian reais – R$)

EXPLANATORY NOTES

NOTE 1 – OPERATIONS
NOTE 2 – PRESENTATION OF THE FINANCIAL STATEMENTS
NOTE 3 – MARKETABLE SECURITIES
NOTE 4 – DISTRIBUTORS
NOTE 5 – DEFERRED INCOME TAX
NOTE 6 – TAX RECONCILIATION - INCOME
NOTE 7 – INVESTMENTS
NOTE 8 – PROPERTY, PLANT AND EQUIPMENT
NOTE 9 – DISCONTINUITY OF UNITS 4 AND 5 OF UTE W. ARJONA
NOTE 10 –SUPPLIERS
NOTE 11 – LOANS AND FINANCING
NOTE 12 – DEBENTURES
NOTE 13 – TAXES PAYABLE IN INSTALLMENTS
NOTE 14 – ACCRUED LIABILITIES
NOTE 15 – PROVISIONS FOR CONTINGENCIES
NOTE 16 – CONCESSIONS PAYABLE
NOTE 17 – POST EMPLOYMENT BENEFITS
NOTE 18 – DEFERRED TAX LIABILITY
NOTE 19 – SHAREHOLDERS EQUITY
NOTE 20 – PROPOSED DIVIDENDS
NOTE 21 – DETAIL OF OPERATING COSTS AND EXPENSES
NOTE 22 – LEASING
NOTE 23 – FINANCIAL INSTRUMENTS
NOTE 24 – TRANSACTIONS WITH RELATED PARTIES
NOTE 25 – GUARANTEES GIVEN TO THE THIRD PARTIES
NOTE 26 – INSURANCE
NOTE 27 – LONG-TERM CONTRACTS
NOTE 28 – AUDIT SERVICES

NOTE 1 - OPERATIONS

Tractebel Energia S.A., an independent power producer with headquarters in Florianópolis - SC, has as its principal activity the generation and sale of electric energy, the regulation of which is the responsibility of the National Electric Energy Agency – ANEEL, which is directed by the Ministry of Mines and Energy.

The Company's installed capacity, including the indirect ownerships in UHEs Itá, Cana Brava and Lages, is 5,859 MW, of which 79.30% is from hydroelectric plants and 20.70% from thermoelectric power plants. It is composed of the following generating plants, in operation: UHE Salto Osório (PR), UHE Salto Santiago (PR), UHE Passo Fundo (RS), UHE Itá (RS/SC), UHE Machadinho (SC/RS), UHE Cana Brava (GO), UTE Charqueadas (RS), UTE Alegrete (RS), UTE William Arjona (MS), the Jorge Lacerda Thermoelectric Complex (SC) and UTE Lages (SC).

The Company's electric energy supply capacity, including long-term purchase agreements entered into with subsidiaries Itá Energética S.A. – ITASA and Companhia de Interconexão Energética – CIEN, is 6,201 MW.

The concession and authorizations granted by the Company and its subsidiaries are presented in Note 8.c.

The Company is controlled by Tractebel EGI South America Ltda., new corporate name of Tractebel Sul América Ltda., a company incorporated in Brazil under the control of Tractebel Société Anonyme, with headquarters in Brussels, Belgium, member of the Suez Group, based in France.

The Company controls Companhia Energética Meridional – CEM, holding 99.99% of the shares composing the share capital. CEM has the concession to operate UHE Cana Brava, located on Rio Tocatins, State of Goias. The Company also has joint control, with Companhia Siderúrgica Nacional – CSN, of the company Itá Energética S.A. – ITASA, in which it participates with 48.75% of the voting capital. Itá Energética S.A – ITASA, a SPC – Special Purpose Company, formed for the joint construction and operation, via a joint venture, of the hydroelectric power plant, located on the Uruguay River, on the border between the States of Santa Catarina and Rio Grande do Sul. The Company also holds 99.99% of the quotas of Lages Bioenergética Ltda., that is implementing the Lages thermoelectric generating station, in the Municipality of Lages (SC). The main characteristics of the subsidiaries and also of the undertakings are described in Note 7.b.

NOTA 2 – APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Todos os valores apresentados (textos e tabelas) nas demonstrações financeiras e nas Notas Explicativas estão expressos em Reais mil, exceto onde indicado de maneira diferente.
A Companhia está apresentando, nos Anexos I e II as demonstrações financeiras, as demonstrações do fluxo de caixa e do valor adicionado, respectivamente.
Objetivando propiciar maior clareza na apresentação dos detalhamentos de saldos patrimoniais em Notas Explicativas, as contas ativas e passivas não existentes nas controladas estão sendo apresentadas exclusivamente sob o título "Controladora", cujos valores são idênticos aos saldos consolidados.
As demonstrações financeiras da controladora e consolidadas estão em consonância com os princípios e práticas contábeis adotadas no País. As principais práticas contábeis adotadas na elaboração das demonstrações financeiras estão descritas a seguir:

Reconhecimento dos efeitos inflacionários
Estão refletidos somente os efeitos das variações monetárias sobre ativos e passivos indexados em função de disposições legais e contratuais. Em conformidade com as disposições da Lei nº 9.249, de 26.12.1995, a partir de janeiro de 1996 foi extinta a sistemática de correção monetária. Desta forma, os valores correspondentes ao ativo permanente e ao patrimônio líquido estão corrigidos somente até 31.12.1995.

Critérios gerais de avaliação
a) Ativos circulante e realizável a longo prazo
Os títulos e valores mobiliários estão registrados ao custo acrescido dos rendimentos auferidos até a data do balanço, cujos valores contábeis não excedem os preços médios de mercado;
a provisão para créditos de liquidação duvidosa está associada a créditos decorrentes de operações realizadas no âmbito do Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE. As demais contas a receber possuem garantias e ausência de histórico de perdas, não justificando o registro de provisão (ver Nota 4);
o imposto de renda e a contribuição social diferidos (ativo fiscal diferido) são calculados às alíquotas de 25% e 9%, respectivamente, vigentes na data do balanço, e foram reconhecidos com base em prejuízos fiscais e diferenças temporárias. A segregação entre circulante e realizável a longo prazo obedece a expectativa de realização dos valores que lhe deram origem;
os materiais em estoque estão registrados ao custo médio ponderado de aquisição, que não excede o valor de mercado;
os ativos indexados estão atualizados até a data do balanço.
b) Permanente
Os investimentos em sociedades controladas e controlada em conjunto são avaliados pelo método da equivalência patrimonial e os demais investimentos estão ao custo de aquisição, que não excede o valor de mercado;
o imobilizado está registrado ao custo de aquisição ou construção. A depreciação está calculada pelo método linear, com base nas taxas anuais constantes da tabela anexa à Resolução ANEEL nº 002, de 24.12.1997, e nº 044, de 17.03.1999, tomando-se por base os saldos contábeis registrados nas Unidades de Cadastro – UC que compõem os empreendimentos, conforme determina a Portaria DNAEE nº 815, de 30.11.1994. As taxas médias anuais de depreciação apuradas pela Companhia e suas controladas, em consonância com os citados atos normativos, estão demonstradas na Nota 8-a;
os juros e demais encargos financeiros e efeitos inflacionários decorrentes dos financiamentos obtidos de terceiros, efetivamente aplicados nas imobilizações em curso, estão computados como custo do respectivo imobilizado;
até 31.12.1998 foram capitalizados juros sobre o capital próprio vinculado às obras em andamento, em consonância com a legislação específica do setor elétrico. A partir de 01 de janeiro de 1999, a Companhia descontinuou esta prática e a partir de 01 de janeiro de 2002 a mesma deixou de ser praticada no setor elétrico brasileiro, em função de alteração das normas da ANEEL que disciplinavam essa matéria.
c) Passivos circulante e exigível a longo prazo
Os benefícios futuros a empregados (benefícios pós-emprego) estão registrados com base em avaliação atuarial, pelo Método da Unidade de Crédito Projetada, e são atualizados mensalmente pelos índices contratuais, no que se refere às obrigações já contratadas, e complementados pelos valores projetados atuarialmente (ver Nota 17);
os empréstimos e financiamentos e os encargos decorrentes, apropriados até a data do balanço, estão atualizados pelas taxas de câmbio ou índices contratuais (ver Nota 11) e as demais obrigações estão registradas pelos valores conhecidos ou calculáveis, acrescidos, quando aplicável, dos correspondentes encargos e variações monetárias incorridos.
d) Resultado do período
As receitas e despesas estão registradas com observância do regime de competência dos exercícios.
e) Arrendamento mercantil
As operações de arrendamento mercantil existentes na Companhia não possuem valores relevantes e são reconhecidas diretamente no resultado, com base nas contraprestações contratuais (ver Nota 22).

NOTE 2 - PRESENTATION OF THE FINANCIAL STATEMENTS

All amounts (in texts and tables) presented in the financial statements and accompanying notes are expressed in thousands of Brazilian reais, unless otherwise stated.
The Company presents in Annex I and II to the financial statements its statements of cash flows and value added, respectively.
Focusing on a clear presentation of equity balances in the Notes to the Financial Statements, assets and liabilities that do not exist in the subsidiaries will be exclusively presented under the caption "Parent Company", whose amounts are the same as the consolidated balances.
The financial statements have been prepared in accordance with Brazilian accounting practices. The main accounting practices are described below:

Recognition of Inflationary Effects

Only the effects of monetary variations on assets and liabilities indexed as a function of legal and contractual arrangements are reflected in the Company's financial statements. In compliance with the provisions of Law n° 9.249 of December 26, 1995, starting in January 1996, the monetary correction system was abolished. As a result, the amounts pertaining to the permanent assets and shareholders' equity have been adjusted only up to December 31, 1995.

General Valuation Criteria

a) Current and long-term assets
Bonds and securities are recorded at cost, increased by income received up to the balance sheet date and refer to short-term investments, whose accounting values do not exceed the average market prices.
The provision for doubtful accounts is related to credits arising from transactions carried-out on the Electric Power Wholesale Market - MAE. The remaining accounts receivable are guaranteed and do not present a loss history, thus not justifying the setting-up of a provision.
Deferred income tax and social contribution (deferred tax assets) were calculated at the 25% and 9% rates, respectively, effective at the balance sheet date, and their recognition was based on tax losses and temporary differences. Segregation between current and long-term assets follows the expectation of realizing the amounts they resulted from.
Inventories are recorded at average actual cost or market value, whichever is lower.
Indexed assets are updated to the date of the balance sheet.
b) Permanent assets
Investments in the subsidiary and jointly controlled companies are valued by using the equity method and the other investments are recorded at acquisition cost, which does not exceed the market value.
Fixed assets are recorded at acquisition or construction cost. Depreciation is calculated by using the straight-line method, based on the annual rates in accordance with ANEEL Resolution No. 002, of 12.24.1997, amended by Resolution No. 044, of 17.03.1999, based on the Registered Units – UC which compose the asset, in accordance with DNAEE Decree No. 815 of 30.11.1994. The annual rates of depreciation utilised by the Company are those stipulated in the regulations and are shown in Note 8.a.
The financial charges and inflationary effects of loans and financing linked to construction in progress are added to the cost of the respective development.
Until December 31, 1998, interest on capital related to construction in progress was capitalized in accordance with the electric sector specific legislation. As from January 1, 1999, the Company discontinued this practice and as from January 1, 2002, the Brazilian electric segment, due to the alteration of ANEEL standards that regulated this matter, no longer followed it.
c) Current and long-term liabilities
Future benefits to employees (post-employment benefits) are based on the actuarial valuation, under the Projected Credit Unit Method, and the already contracted obligations are updated on a monthly basis at the contractual indices and supplemented by the amounts projected by the actuaries (see Note 17).
Loans and financing and the resulting charges, accrued to the date of the balance sheet, are updated by the contractual indices (see Note 11). The other obligations of the Company are recorded at known or calculable values and increased, when applicable, by the corresponding charges and monetary variations incurred.
d) Income and expenses for the period
Income and expenses are recorded by using the accrual method of accounting.
e) Leasing
Leasing operations carried out by the Company do not present significant amounts and are directly recorded in results, based on the contractual payments.

Demonstrações financeiras consolidadas
Foram eliminados os investimentos da investidora no capital das investidas e os saldos ativos e passivos e as receitas e despesas decorrentes de operações entre as companhias consolidadas.
Os componentes do ativo e passivo e as receitas e despesas da ITASA estão consolidados na proporção da participação da Companhia em seu capital social, por se tratar de controle compartilhado (ver Nota 7-b).
Em face da alta proporção de participação da controladora nas demais sociedades controladas (ver Nota 7-b), não houve efeito da participação dos acionistas não controladores nas demonstrações financeiras consolidadas.

NOTA 3 – TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS

	Controladora		Consolidado	
	2003	2002	2003	2002
Certificado de Depósito Bancário – CDB	247.115	162.483	290.285	173.457
Letras Financeiras do Tesouro – LFT	26.531	6.394	28.425	6.394
Notas do Tesouro Nacional - NTN	-	-	-	6.529
Debêntures	21.978	-	21.978	-
	295.624	**168.877**	**340.688**	**186.380**

Os títulos e valores mobiliários estão registrados ao custo acrescido dos rendimentos auferidos até 31.12.2003, cujos valores contábeis não excedem aos preços médios de mercado, podendo ser negociados independentemente de seus vencimentos, sem prejuízo dos rendimentos.

NOTA 4 – CONSUMIDORES E CONCESSIONÁRIAS

	Controladora				
	2003				2002
	Vincendos	Vencidos		Total	Total
		até 90 dias	mais de 90 dias		
Circulante					
Consumidores livres	15.741	1.977	-	17.718	6.935
Concessionárias	162.350	111	360	162.821	159.102
Comercializadoras	10.742	1.911	1.590	14.243	4.099
Transações no âmbito do MAE	158.662	17	37.504	196.183	599.766
	347.495	**4.016**	**39.454**	**390.965**	**769.902**
(-) Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa	(142.949)	-	-	(142.949)	-
	204.546	**4.016**	**39.454**	**248.016**	**769.902**
Longo prazo					
Transações no âmbito do MAE	23.246	-	-	23.246	30.670
	23.246	**-**	**-**	**23.246**	**30.670**

	Consolidado				
	2003				2002
	Vincendos	Vencidos		Total	Total
		até 90 dias	mais de 90 dias		
Circulante					
Consumidores livres	20.091	1.977	-	22.068	7.616
Concessionárias	162.573	111	360	163.044	159.162
Comercializadoras	10.742	1.911	1.590	14.243	4.099
Transações no âmbito do MAE	159.454	87	39.729	199.270	620.193
	352.860	**4.086**	**41.679**	**398.625**	**791.070**
(-) Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa	(143.720)	-	-	(143.720)	-
	209.140	**4.086**	**41.679**	**254.905**	**791.070**
Longo prazo					
Transações no âmbito do MAE	23.246	-	-	23.246	30.670
	23.246	**-**	**-**	**23.246**	**30.670**

Consolidated Financial Statements

Investments made by the investor in the invested company capital and the assets, liabilities, revenues and expenses balances deriving from operations among consolidated companies were eliminated upon consolidation.
ITASA assets and liabilities components and also income and expenses are proportionately consolidated based on the participation of the Company in its share capital, since the Company's investment refers to shared control (see Note 7.b). In view of the high percentage of interest of the Parent Company in the affiliated companies (see Note 7.b), the non-controlling shareholders' participation does not have any effect on the consolidated financial statements.

NOTE 3 - MARKETABLE SECURITIES

	Parent Company		Consolidated	
	2003	2002	2003	2002
Certificate of deposit – CDB	247,115	162,483	290,285	173,457
Financial Treasury Bill – LFT	26,531	6,394	28,425	6,394
National Treasury Bill – LTN	-	-	-	6,529
Debentures	21,978	-	21,978	-
	295,624	**168,877**	**340,688**	**186,380**

Bonds and securities are recorded at cost, increased by income received up to December 31, 2003, whose accounting values do not exceed the average market prices. The marketable securities are renegotiable irrespective of their maturities, without affecting the income incurred until the negotiation date.

NOTE 4 - DISTRIBUTORS

	Parent Company				
	2003				2002
	Due	Overdue		Total	Total
		Up to 90 days	More than 90 days		
Current					
Energy supplied to final consumers	15,741	1,977	-	17,718	6,935
Concessionaires	162,350	111	360	162,821	159,102
Traders	10,742	1,911	1,590	14,243	4,099
MAE transactions	158,662	17	37,504	196,183	599,766
	347,495	**4,016**	**39,454**	**390,965**	**769,902**
(-) Provision for doubtful accounts	(142,949)	-	-	(142,949)	-
	204,546	**4,016**	**39,454**	**248,016**	**769,902**
Long-term					
MAE transactions	23,246	-	-	23,246	30,670
	23,246	**-**	**-**	**23,246**	**30,670**

	Consolidated				
	2003				2002
	Due	Overdue		Total	Total
		Up to 90 days	More than 90 days		
Current					
Energy supplied to final consumers	20,091	1,977	-	22,068	7,616
Concessionaires	162,573	111	360	163,044	159,162
Traders	10,742	1,911	1,590	14,243	4,099
MAE transactions	159,454	87	39,729	199,270	620,193
	352,860	**4,086**	**41,679**	**398,625**	**791,070**
(-) Provision for doubtful accounts	(143,720)	-	-	(143,720)	-
	209,140	**4,086**	**41,679**	**254,905**	**-**
Long-term					
MAE transactions	23,246	-	-	23,246	30,670
	23,246	**-**	**-**	**23,246**	**30,670**

A energia elétrica fornecida a clientes enquadrados na categoria "Consumidores Livres" tem suas respectivas faturas com vencimento no dia 15 do mês subseqüente ao do fornecimento.
As faturas de suprimento a concessionárias são desdobradas em três parcelas iguais, com vencimento nos dias 15 e 25 do mês seguinte ao do suprimento e no dia 5 do segundo mês subseqüente.
As unidades 4 e 5 da UTE William Arjona estão disponibilizadas para a Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial – CBEE, com potência de 70 MW, conforme contrato de suprimento de energia elétrica firmado em janeiro de 2002, com vigência até dezembro de 2004. As faturas correspondentes vencem no primeiro dia útil após o dia 15 do mês seguinte ao que se referem.
Em 03.07.2003, foi realizada a liquidação financeira complementar dos saldos pertinentes às transações de compra e venda de energia elétrica no âmbito do Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE, referentes ao período de setembro de 2000 a setembro de 2002. Naquela data, a Companhia recebeu o valor de R$ 236.499, correspondente a 91% de seu saldo líquido a receber correspondente ao referido período, conforme abaixo demonstrado:

Valor líquido entre venda e compra na Companhia	678.409
Ajustes efetuados pelo MAE – ações judiciais	(142.949)
	535.460
Liquidação ocorrida em 30.12.2002	(274.607)
Valor para liquidação	260.853
Inadimplência	(24.354)
Valor liquidado em 03.07.2003	**236.499**

De acordo com as regras definidas para a liquidação financeira, as inadimplências estão sendo objeto de negociação bilateral entre os agentes credores e devedores.
Na controladora, os valores vencidos há mais de 90 dias, no montante de R$ 37.504, referem-se a débitos de agentes inadimplentes nas 1ª e 2ª liquidações do MAE, realizadas em 30.12.2002 e 03.07.2003, respectivamente. Deste total, R$ 25.557 foram pactuados no mês de janeiro de 2004, através de instrumentos de confissão e parcelamento de dívidas, sendo R$ 3.542 para recebimento em 8 parcelas, remuneradas com base no CDI e R$ 22.015, que serão atualizados até a data base de 15.12.2003, perfazendo o total de R$ 26.796, para recebimento em 49 parcelas atualizadas pela SELIC + 1%.
Parte das transações no MAE, que para a Companhia representa o valor de R$ 145.366, encontra-se *sub judice* em decorrência de ações judiciais impetradas por agentes que discordam da interpretação adotada pelo MAE na aplicação de determinadas regras de contabilização, segundo o disposto no Despacho ANEEL nº 288, de 16.05.2002. Anteriormente à liquidação, a Companhia não tinha condições de avaliar, com razoável segurança, os riscos envolvidos no processo. Tendo em vista as atuais incertezas quanto à realização desses créditos, a Companhia constituiu, neste exercício, provisão no valor de R$ 142.949 para suportar eventuais perdas dos valores em litígio.

The invoices issued in the category of "Energy supplied to final consumers" will fall due on the 15th of the month subsequent to the supply.
Invoices regarding supply to concessionaires are divided into three equal installments, falling due on the 15th and 25th of the month subsequent to the supply and on the 5th of the subsequent second month.
Units 4 and 5 of UTE William Arjona are available to Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial – CBEE, with 70 MW of power, in compliance with the agreement for the supply of electricity signed in January 2002, valid until December 2004. The corresponding invoices will fall due on the first working day after the 15th of the month subsequent to that which they refer to."
On July 3, 2003, there was a supplementary settlement of balances related to transactions involving the purchase and sale of electric energy on the Electric Power Wholesale Market – MAE, in the period September 2000 to September 2002. On that date, the Company received the amount of R$ 236,499, equivalent to 91% of its net balance receivable for said period, as follows:

Company's net sale and purchase value	*678,409*
Adjustments made by the MAE – litigations	*(142,949)*
	535,460
Settlement of December 30, 2002	*(274,607)*
Amount for settlement	*260,853*
Default	*(24,354)*
Amount settled on July 3, 2003	***236,499***

According to the principles defined for financial settlement, defaults are being discussed between creditor and debtor agents.
Under Parent Company, amounts overdue for more than 90 days, in the amount of R$ 37.504, refer to unpaid agents' charges from the 1st and 2nd MAE settlements, which occurred on December 30, 2002 and July 3, 2003, respectively. Out of this total, R$ 25,557 were negotiated in January 2004 through the instruments of agreements to settle the amounts due in installments, being R$ 3,542 to be received in 8 installments, remunerated at the CDI rate, and R$ 22,015, which will be updated to the base date of December 15, 2003, resulting in R$ 26.796 to be received in 49 installments updated by the SELIC rate plus 1%.
Part of the transactions carried-out on the MAE, representing the amount of R$ 145,366, is awaiting a court decision as a result of lawsuits filed by agents who do not agree with MAE's interpretation applied on certain accounting principles, according to Dispatch ANEEL No. 288, of May 16, 2002. Before settlement, it was not possible for the Company to evaluate, with accuracy, the risks involved in the process. In view of the present uncertainties with respect to the realization of said credits, the Company set-up a provision of R$ 142,949 to support eventual losses of amounts under litigation.

NOTA 5 – ATIVO FISCAL DIFERIDO

	Controladora				
	2003				2002
Natureza dos créditos	Base de cálculo	Imposto de renda	Contribuição social	Total	Total
Remuneração das Imobilizações em Curso – RIC	262.706	33.433	-	33.433	33.453
Benefícios pós-emprego	136.486	34.121	12.284	46.405	51.934
Provisão para perdas UTE Jacuí	971.753	-	87.458	87.458	88.007
Provisão para amortização acelerada UTE William Arjona	21.308	5.327	1.918	7.245	-
Provisão para contingências	92.292	23.072	8.305	31.377	49.987
Provisão para grandes manutenções	23.184	5.796	2.087	7.883	11.284
Participação de empregados nos lucros	8.707	2.177	784	2.961	859
Provisão bônus gerencial	3.500	875	315	1.190	1.088
Provisão aquisição energia elétrica	62.731	15.683	5.646	21.329	40.538
Provisão honorários advocatícios	582	146	52	198	-
Provisão para deságio na alienação de créditos fiscais	159	40	14	54	427
Provisão energia elétrica MAE	-	-	-	-	10.340
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	142.949	35.737	12.866	48.603	-
Prejuízo fiscal	-	-	-	-	41.128
Base negativa da contribuição social	195.652	-	17.609	17.609	35.658
	-	**156.407**	**149.338**	**305.745**	**364.703**
Classificação do ativo fiscal diferido:					
Circulante		71.874	42.280	114.154	145.590
Realizável a longo prazo		84.533	107.058	191.591	219.113
		156.407	**149.338**	**305.745**	**364.703**

	Consolidado				
	2003				2002
Natureza dos créditos	Base de cálculo	Imposto de renda	Contribuição social	Total	Total
Remuneração das Imobilizações em Curso – RIC	262.706	33.433	-	33.433	33.453
Benefícios pós-emprego	136.486	34.121	12.284	46.405	51.934
Provisão para perdas UTE Jacuí	971.753	-	87.458	87.458	88.007
Provisão para amortização acelerada UTE William Arjona	21.308	5.327	1.918	7.245	-
Provisão para contingências	92.705	23.175	8.342	31.517	49.987
Provisão para grandes manutenções	23.549	5.887	2.120	8.007	11.284
Participação de empregados nos lucros	8.707	2.177	784	2.961	859
Provisão bônus gerencial	3.500	875	315	1.190	1.088
Provisão aquisição energia elétrica	62.731	15.683	5.646	21.329	40.538
Provisão honorários advocatícios	582	146	52	198	-
Provisão para deságio na alienação de créditos fiscais	159	40	14	54	427
Provisão energia elétrica MAE	-	-	-	-	10.340
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	143.720	35.930	12.936	48.866	-
Outras provisões	14	4	1	5	-
Prejuízo fiscal	23.170	5.793	-	5.793	58.716
Base negativa da contribuição social	219.054	-	19.715	19.715	42.001
	-	**162.591**	**151.585**	**314.176**	**388.634**
Classificação do ativo fiscal diferido:					
Circulante		77.870	44.459	122.329	152.575
Realizável a longo prazo		84.721	107.126	191.847	236.059
		162.591	**151.585**	**314.176**	**388.634**

NOTE 5 - DEFERRED INCOME TAX

	Parent Company				
	2003				2002
Description	Calculation basis	Income tax	Social contribution	Total	Total
Remuneration of PP&E in progress – (RIC)	262,706	33,433	-	33,433	33,453
Post employment benefits	136,486	34,121	12,284	46,405	51,934
Provision for losses on Jacuí	971,753	-	87,458	87,458	88,007
Provision for accelerated amortization UTE William Arjona	21,308	5,327	1,918	7,245	-
Provision for contingencies	92,292	23,072	8,305	31,377	49,987
Provision for large maintenance services	23,184	5,796	2,087	7,883	11,284
Employees' participation in results	8,707	2,177	784	2,961	859
Provision for managerial bonus	3,500	875	315	1,190	1,088
Provision for electric energy purchases	62,731	15,683	5,646	21,329	40,538
Provision for lawyers' fees	582	146	52	198	-
Provision for discount on sale of tax credits	159	40	14	54	427
Provision for MAE operations	-	-	-	-	10,340
Provision for doubtful accounts	142,949	35,737	12,866	48,603	
Tax loss carry-forwards	-	-	-	-	41,128
Social contribution tax loss carry-forwards	195,652	-	17,609	17,609	35,658
	-	**156,407**	**149,338**	**305,745**	**364,703**
Classification of deferred tax credits:					
Current		71,874	42,280	114,154	145,590
Long-term		84,533	107,058	191,591	219,113
		156,407	**149,338**	**305,745**	**364,703**

	Consolidated				
	2003				2002
Description	Calculation basis	Income tax	Social contribution	Total	Total
Remuneration of PP&E in progress – (RIC)	262,706	33,433	-	33,433	33,453
Post employment benefits	136,486	34,121	12,284	46,405	51,934
Provision for losses on Jacuí	971,753	-	87,458	87,458	88,007
Provision for accelerated amortization UTE William Arjona	21,308	5,327	1,918	7,245	-
Provision for contingencies	92,705	23,175	8,342	31,517	49,987
Provision for large maintenance services	23,549	5,887	2,120	8,007	11,284
Employees' participation in results	8,707	2,177	784	2,961	859
Provision for managerial bonus	3,500	875	315	1,190	1,088
Provision for electric energy purchases	62,731	15,683	5,646	21,329	40,538
Provision for lawyers' fees	582	146	52	198	-
Provision for discount on sale of tax credits	159	40	14	54	427
Provision for MAE operations	-	-	-	-	10,340
Provision for doubtful accounts	143,720	35,930	12,936	48,866	-
Other provisions	14	4	1	5	
Tax loss carry-forwards	23,170	5,793	-	5,793	58,716
Social contribution tax loss carry-forwards	219,054	-	19,715	19,715	42,001
	-	**162,591**	**151,585**	**314,176**	**388,634**
Classification of deferred tax credits:					
Current		77,870	44,459	122,329	152,575
Long-term		84,721	107,126	191,847	236,059
		162,591	**151,585**	**314,176**	**388,634**

A realização dos ativos fiscais diferidos, oriundos das diferenças temporárias, dar-se-á pelo pagamento das provisões efetuadas ou, quando for o caso, pela realização das perdas provisionadas. No que se refere ao ativo fiscal diferido decorrente de prejuízos fiscais e base negativa da contribuição social, a realização dar-se-á pela compensação de suas bases, limitada a 30% dos lucros tributáveis nos exercícios subseqüentes.

Tendo em vista que a controlada em conjunto ITASA iniciou suas operações comerciais em 30 de junho de 2000, encerrando aquele exercício com lucro de R$ 9.001 e prejuízo de R$ 11.733 no exercício de 2001, a referida controlada deixou de reconhecer, em suas demonstrações financeiras, novos ativos fiscais diferidos a partir de 01.01.2002. A administração daquela controlada entende que os ativos existentes, incluindo os não reconhecidos, serão recuperados com lucros tributáveis futuros, estando aguardando, porém, a evidência de histórico de lucratividade para voltar a reconhecer tais ativos.

A provisão para perdas econômicas da UTE Jacuí realizar-se-á na proporção da depreciação do empreendimento, após sua entrada em operação. O valor do ativo fiscal diferido refere-se à Contribuição Social sobre o Lucro Líquido e foi constituído em 1997. A Administração da Companhia está aguardando definições sobre pendências envolvendo o projeto, para reconhecer o Imposto de Renda diferido sobre a referida provisão, no valor de R$ 244.463, ocasião em que o total do ativo fiscal diferido será complementado, observando-se o limite de dez anos para a sua recuperação.

Estudos técnicos de viabilidade, examinados pelo Conselho Fiscal e aprovados pelos órgãos de administração da Companhia e de sua controlada CEM indicam que os ativos fiscais diferidos existentes em 31.12.2003 serão totalmente recuperados por lucros tributáveis futuros. Referidos estudos técnicos estão em consonância com a Instrução CVM nº 371, de 27.06.2002.

O horizonte de realização desses ativos e a sua recuperação através de geração de lucros tributáveis futuros foram estimados conforme abaixo:

	Controladora								
Natureza dos ativos	**2004**	**2005**	**2006**	**2007**	**2008**	**Próximos 2 anos**	**Próximos 3 anos**	**Após 2013**	**Total**
Provisão para perdas Jacuí	-	984	3.936	3.960	3.960	7.921	11.881	54.816	87.458
Remuneração das Imobilizações em Curso – RIC	3.343	3.344	3.343	3.343	3.344	6.686	10.030	-	33.433
Demais diferenças temporárias	93.202	15.686	8.756	10.971	4.769	29.863	3.998	-	167.245
Base negativa da contribuição social	17.609	-	-	-	-	-	-	-	17.609
Ativo fiscal diferido, registrado	**114.154**	**20.014**	**16.035**	**18.274**	**12.073**	**44.470**	**25.909**	**54.816**	**305.745**
Ativo fiscal diferido, não registrado	-	-	-	-	-	-	-	32.244	32.244
Total	**114.154**	**20.014**	**16.035**	**18.274**	**12.073**	**44.470**	**25.909**	**87.060**	**337.989**

	Consolidado								
Natureza dos ativos	**2004**	**2005**	**2006**	**2007**	**2008**	**Próximos 2 anos**	**Próximos 3 anos**	**Após 2013**	**Total**
Provisão para perdas Jacuí	-	984	3.936	3.960	3.960	7.921	11.881	54.816	87.458
Remuneração das Imobilizações em Curso – RIC	3.343	3.344	3.343	3.343	3.344	6.686	10.030	-	33.433
Demais diferenças temporárias	93.478	15.752	8.807	11.110	4.769	29.863	3.998	-	167.777
Prejuízo fiscal	5.793	-	-	-	-	-	-	-	5.793
Base negativa da contribuição social	19.715	-	-	-	-	-	-	-	19.715
Ativo fiscal diferido, registrado	**122.329**	**20.080**	**16.086**	**18.413**	**12.073**	**44.470**	**25.909**	**54.816**	**314.176**
Ativo fiscal diferido, não registrado	1.997	6.579	-	-	-	-	-	32.244	40.820
Total	**124.326**	**26.659**	**16.086**	**18.413**	**12.073**	**44.470**	**25.909**	**87.060**	**354.996**

In compliance with the tax legislation, realization of deferred tax credits, deriving from temporary differences, will occur through the payment of provisions or, whenever the case, by the realization of the provided for losses. As regards deferred tax credits, resulting from tax loss carry-forwards, realization will occur through offsetting of their bases, limited to 30% of the subsequent years taxable income.

Considering that, the joint-subsidiary ITASA commenced commercial operations on June 30, 2000, closing that year with a profit of R$ 9,001 and presenting a loss of R$ 11,733 for fiscal year 2001, as from January 1, 2002, said subsidiary stopped recording new deferred tax assets in its financial statements. It is that subsidiary management's understanding that the existing assets, including those not recorded, will be recovered through future taxable profits. The Company waits for the evidence of a profitability history to start recording such assets again.

The provision for losses on Jacuí will be realized in proportion to the thermoelectric power plant's depreciation, after the start-up of its operations. The deferred tax asset refers to Social Contribution on Net Profit (CSLL) and was recorded in 1997. The Company's management is awaiting further definition regarding certain pending project issues in order to recognize deferred income tax on such provision, in the amount of R$ 244,463, when the deferred tax asset will be complemented, observing the limit of ten years for its recoverability.

Based on a technical feasibility study submitted to the Fiscal Council ("Conselho Fiscal") and approved by the Company's management, deferred tax assets as of December 31, 2003 are fully offsettable against future taxable income. Such study is in compliance with CVM Instruction No. 371 of June 27, 2002.

Realization of such assets and respective offset against future taxable income generation were estimated by the Company's management as follows:

	Parent Company								
Description	**2004**	**2005**	**2006**	**2007**	**2008**	**Next 2 years**	**Next 3 years**	**After 2013**	**Total**
Provision for losses on Jacuí	-	984	3,936	3,960	3,960	7,921	11,881	54,816	87,458
Remuneration of PP&E in progress – RIC	3,343	3,344	3,343	3,343	3,344	6,686	10,030	-	33,433
Other temporary differences	93,202	15,686	8,756	10,971	4,769	29,863	3,998	-	167,245
Social contribution tax loss carry-forwards	17,609	-	-	-	-	-	-	-	17,609
Deferred tax asset, recorded	**114,154**	**20,014**	**16,035**	**18,274**	**12,073**	**44,470**	**25,909**	**54,816**	**305,745**
Deferred tax asset, unrecorded	-	-	-	-	-	-	-	32,244	32,244
Total	**114,154**	**20,014**	**16,035**	**18,274**	**12,073**	**44,470**	**25,909**	**87,060**	**337,989**

	Consolidated								
Description	**2004**	**2005**	**2006**	**2007**	**2008**	**Next 2 years**	**Next 3 years**	**After 2013**	**Total**
Provision for losses on Jacuí	-	984	3,936	3,960	3,960	7,921	11,881	54,816	87,458
Remuneration of PP&E in progress – RIC	3,343	3,344	3,343	3,343	3,344	6,686	10,030	-	33,433
Other temporary differences	93,478	15,752	8,807	11,110	4,769	29,863	3,998	-	167,777
Income tax loss carry-forwards	5,793	-	-	-	-	-	-	-	5,793
Social contribution tax loss carry-forwards	19,715	-	-	-	-	-	-	-	19,715
Deferred tax asset, recorded	**122,329**	**20,080**	**16,086**	**18,413**	**12,073**	**44,470**	**25,909**	**54,816**	**314,176**
Deferred tax asset, unrecorded	1,997	6,579	-	-	-	-	-	32,244	40,820
Total	**124,326**	**26,659**	**16,086**	**18,413**	**12,073**	**44,470**	**25,909**	**87,060**	**354,996**

NOTA 6 – CONCILIAÇÃO DOS TRIBUTOS, NO RESULTADO

	Controladora			
	2003		2002	
	Contribuição social	Imposto de renda	Contribuição social	Imposto de renda
Resultado antes dos tributos	**607.645**	**607.645**	**(325.643)**	**(325.643)**
Diferenças permanentes				
Adições				
Equivalência patrimonial	-	-	51.483	51.483
Amortização de ágio	-	6.746	-	2.288
Gratificação e 13º de dirigentes	-	1.505	-	1.068
Doações incentivadas	585	585	-	-
Doações indedutíveis	674	674	445	445
Outras despesas indedutíveis	493	527	609	609
Exclusões				
Equivalência patrimonial	(101.735)	(101.735)	-	-
Reversão de provisão para perdas UTE Jacuí	-	(6.101)	-	-
Remuneração das Imobilizações em Curso – RIC	-	(13.461)	-	(147.266)
Reversão de juros sobre o capital próprio	(234.000)	(234.000)	-	-
(=) Base de cálculo dos tributos no resultado	**273.662**	**262.385**	**(273.106)**	**(417.016)**
Alíquotas	9%	25%	9%	25%
(=) Contribuição social e imposto de renda	**(24.629)**	**(65.596)**	**24.580**	**104.254**
Incentivos fiscais	-	651	(11)	(339)
Adicional de 10% sobre lucro até R$ 20 mensais	-	24	-	24
Ajuste de base negativa da CSLL anterior a 1992	(1.074)	-	-	-
Ajuste de alíquota da CSLL diferida	-	-	13.614	-
Outros	(18)	151	-	-
(=) Contrib. social e imposto renda no resultado	**(25.721)**	**(64.770)**	**38.183**	**103.939**
Composição dos tributos no resultado:				
Corrente	(39.609)	(113.839)	(5.748)	(13.428)
Diferido	13.888	49.069	43.931	117.367
	(25.721)	**(64.770)**	**38.183**	**103.939**

O valor de R$ 1.074, indicado na linha "Ajuste de base negativa da CSLL anterior a 1992", refere-se à baixa do ativo fiscal diferido calculado sobre base negativa apurada em períodos anteriores a 1992.
Parte da referida base negativa foi utilizada nos anos-calendários de 1996 e 1997, tendo sido objeto de autuações fiscais, as quais foram impugnadas, pela Companhia, na esfera administrativa. Tendo em vista que a autuação fiscal referente ao ano-calendário 1996 teve decisão desfavorável pela 1ª. Câmara do 1º. Conselho de Contribuintes, a Administração da Companhia decidiu provisionar os valores das referidas autuações (ver Nota 15) e reverter o valor acima mencionado, referente à base negativa ainda não utilizada.

NOTE 6 - TAX RECONCILIATION - INCOME

	Parent Company			
	2003		2002	
	Social contribuition	Income tax	Social contribuition	Income tax
Income before tax	**607,645**	**607,645**	**(325,643)**	**(325,643)**
Permanent differences				
Additions				
Equity in subsidiaries	-	-	51,483	51,483
Goodwill amortization	-	6,746	-	2,288
Management bonus and 13th salary	-	1,505	-	1,068
Donations – Incentives	585	585	-	-
Nondeductible donations	674	674	445	445
Other nondeductible expenses	493	527	609	609
Exclusions				
Equity in subsidiaries	(101,735)	(101,735)	-	-
Reversal of provision for loss UTE Jacuí	-	(6,101)	-	-
Remuneration of PP&E in progress – (RIC)	-	(13,461)	-	(147,266)
Reversal of interest on capital	(234,000)	(234,000)	-	-
(=) Tax calculation basis in results	**273,662**	**262,385**	**(273,106)**	**(417,016)**
Rates	9%	25%	9%	25%
(=) Social contribution and income tax	**(24,629)**	**(65,596)**	**24,580**	**104,254**
Tax incentives	-	651	(11)	(339)
Additional 10% over monthly income of up to R$20	-	24	-	24
Adjustment for CSLL negative basis prior to 1992	(1,074)	-	-	-
Adjustment to the rate of deferred CSLL	-	-	13,614	-
Other	(18)	151	-	-
(=) Social contribution and income tax on results	**(25,721)**	**(64,770)**	**38,183**	**103,939**
Breakdown of taxes on income:				
Current	(39,609)	(113,839)	(5,748)	(13,428)
Deferred	13,888	49,069	43,931	117,367
	(25,721)	**(64,770)**	**38,183**	**103,939**

The amount of R$ 1,074, reported on line "Adjustment to the CSLL negative basis prior to 1992", refers to the write-off of a deferred tax asset calculated on a negative basis determined for periods prior to 1992.
Part of said negative basis was used for calendar years 1996 and 1997, having been object of tax assessments, which were challenged by the Company at the administrative level. Considering that the tax assessment for calendar year 1996 received an unfavorable decision from the 1st Chamber of the 1st Taxpayers' Council, the Company's Management decided to provide for the amounts of said assessments (see Note 15) and to reverse the above-mentioned amount, related to the not yet used negative basis.

	Consolidado			
	2003		2002	
	Contribuição social	Imposto de renda	Contribuição social	Imposto de renda
Resultado antes dos tributos	**660.504**	**660.504**	**(345.773)**	**(345.773)**
Diferenças permanentes				
Adições				
Equivalência patrimonial	254	254	-	-
Amortização de ágio	-	6.746	-	2.288
Gratificação e 13º de dirigentes	-	1.688	-	1.068
Doações incentivadas	585	585	-	-
Doações indedutíveis	674	674	445	445
Outras despesas indedutíveis	1.050	1.094	609	623
Exclusões				
Reversão de provisão para perdas UTE JACUÍ	-	(6.101)	-	-
Remuneração das Imobilizações em Curso – RIC	-	(13.461)	-	(147.266)
Reversão de juros sobre o capital próprio	(234.000)	(234.000)	-	-
(=) Base de cálculo dos tributos no resultado	**429.067**	**417.983**	**(344.719)**	**(488.615)**
Alíquotas	9%	25%	9%	25%
(=) Contribuição social e imposto de renda	**(38.616)**	**(104.496)**	**31.025**	**122.154**
Incentivos fiscais	-	651	(11)	(339)
Adicional de 10% sobre lucro até R$ 20 mensais	-	59	-	24
Ajuste de base negativa da CSLL anterior a 1992	(1.074)	-	-	-
Ajuste de alíquota da CSLL diferida	-	-	13.614	-
Ativos fiscais diferidos sobre prejuízos de controladas, não reconhecidos	-	-	(1.116)	(3.099)
Outros	(18)	144	-	-
(=) Contrib. social e imposto renda no resultado	**(39.708)**	**(103.642)**	**43.512**	**118.740**
Composição dos tributos no resultado:				
Corrente	(49.498)	(141.309)	(5.748)	(13.428)
Diferido	9.790	37.667	49.260	132.168
	(39.708)	**(103.642)**	**43.512**	**118.740**

	Consolidated			
	2003		2002	
	Social contribuition	Income tax	Social contribuition	Income tax
Income before tax	**660,504**	**660,504**	**(345,773)**	**(345,773)**
Permanent differences				
Additions				
Equity in subsidiaries	254	254	-	-
Goodwill amortization	-	6,746	-	2,288
Management bonus and 13th salary	-	1,688	-	1,068
Donations – Incentive	585	585	-	-
Nondeductible donations	674	674	445	445
Other nondeductible expenses	1,050	1,094	609	623
Exclusions				
Reversal of provision for loss UTE Jacuí	-	(6,101)	-	-
Remuneration of PP&E in progress – (RIC)	-	(13,461)	-	(147,266)
Reversal of interest on capital	(234,000)	(234,000)	-	-
(=) Tax calculation basis in results	**429,067**	**417,983**	**(344,719)**	**(488,615)**
Aliquots	9%	25%	9%	25%
(=) Social contribution and income tax	**(38,616)**	**(104,496)**	**31,025**	**122,154**
Tax incentives	-	651	(11)	(339)
10% surtax on monthly income in excess of R$20 per month	-	59	-	24
Adjustment for CSLL negative basis prior to 1992	(1,074)	-	-	-
Adjustment to the aliquot of deferred CSLL	-	-	13,614	-
Deferred tax over non-recognized losses incurred by subsidiary companies	-	-	(1,116)	(3,099)
Other	(18)	144	-	-
(=) Social contribution and income tax on results	**(39,708)**	**(103,642)**	**43,512**	**118,740**
Breakdown of taxes on income:				
Current	(49,498)	(141,309)	(5,748)	(13,428)
Deferred	9,790	37,667	49,260	132,168
	(39,708)	**(103,642)**	**43,512**	**118,740**

NOTA 7 – INVESTIMENTOS

a) Composição

	Controladora		Consolidado	
	2003	2002	2003	2002
Participações societárias permanentes avaliadas pelo método de equivalência patrimonial				
Itá Energética S.A. – ITASA				
Equivalência patrimonial	248.691	241.594	-	-
Ágio	14.875	17.164	14.875	17.164
	263.566	**258.758**	**14.875**	**17.164**
Companhia Energética Meridional – CEM				
Equivalência patrimonial	279.778	172.928	-	-
Dividendos propostos	(52.778)	-	-	-
Ágio	40.120	42.806	40.120	42.806
Adiantamento para aumento de capital	-	102	-	-
	267.120	**215.836**	**40.120**	**42.806**
Delta Participações S. A.				
Equivalência patrimonial	**10**	**1**	**-**	**-**
Tractebel Energia Comercializadora Ltda.				
Equivalência patrimonial	**10**	**10**	**-**	**-**
Lages Bioenergética Ltda.				
Equivalência patrimonial	**30.530**	**4.254**	**-**	**-**
	561.236	**478.859**	**54.995**	**59.970**
Participações societárias permanentes avaliadas pelo custo de aquisição				
Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE				
Quota de participação	**3**	**3**	**3**	**3**
	561.239	**478.862**	**54.998**	**59.973**
Bens e direitos de uso futuro e destinados à alienação	**1.742**	**1.762**	**1.742**	**1.762**
Outros investimentos				
Bônus de Subscrição em ações da Companhia Energética Meridional – CEM	-	1.771	-	1.771
Outros	121	122	121	122
	121	**1.893**	**121**	**1.893**
	563.102	**482.517**	**56.861**	**63.628**

b) Participações societárias permanentes

b.1 – Itá Energética S.A. – ITASA (controlada em conjunto)

As ações representativas do capital social da ITASA são detidas pela Tractebel Energia, Companhia Siderúrgica Nacional – CSN e Companhia de Cimento Itambé, na proporção de 48,75%, 48,75% e 2,50%, respectivamente.

A ITASA tem como objetivo a exploração da Usina Hidrelétrica Itá em parceria, através de consórcio, mediante concessão outorgada pela União Federal por intermédio da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. O empreendimento está situado no Rio Uruguai, na divisa dos Estados de Santa Catarina e do Rio Grande do Sul, entre os Municípios de Itá (SC) e Aratiba (RS) e possui capacidade instalada de 1.450 MW, proveniente de 5 grupos geradores de 290 MW, tendo a última unidade entrado em operação em março de 2001.

Nos termos do Contrato de Consórcio, a ITASA tem direito a 60,5% de 668 MW médios, que correspondem à Energia Assegurada da UHE Itá.

NOTE 7 - INVESTMENTS

a) Composition

	Parent Company		Consolidated	
	2003	2002	2003	2002
Permanent corporate participation valued on an equity basis				
Itá Energética S.A. – ITASA				
Equity basis	248,691	241,594	-	-
Goodwill	14,875	17,164	14,875	17,164
	263,566	**258,758**	**14,875**	**17,164**
Companhia Energética Meridional – CEM				
Equity basis	279,778	172,928	-	-
Proposed dividends	(52,778)	-	-	-
Goodwill	40,120	42,806	40,120	42,806
Advances for capital increase	-	102	-	-
	267,120	**215,836**	**40,120**	**42,806**
Delta Participações S.A.				
Equity basis	**10**	**1**	**-**	**-**
Tractebel Energia Comercializadora Ltda.				
Equity basis	**10**	**10**	**-**	**-**
Lages Bioenergética Ltda.				
Equity basis	**30,530**	**4,254**	**-**	**-**
	561,236	**478,859**	**54,995**	**59,970**
Permanent corporate participation valued at acquisition cost				
Wholesale Energy Market – MAE				
Participation Quota	**3**	**3**	**3**	**3**
	561,239	**478,862**	**54,998**	**59,973**
Goods and rights for future use and destined for sale	**1,742**	**1,762**	**1,742**	**1,762**
Other investments				
Subscription bonus on Companhia Energética Meridional – CEM shares	-	1,771	-	1,771
Other	121	122	121	122
	121	**1,893**	**121**	**1,893**
	563,102	**482,517**	**56,861**	**63,628**

b) Permanent Corporate Participation

b.1) Itá Energética S.A. – ITASA (joint control)

ITASA does not have a specific Parent Company. Tractebel Energia has 48.75% of its capital. Companhia Siderúrgica Nacional - CSN also holds 48.75%, and Companhia de Cimento Itambé holds the remaining 2.50%.

ITASA has as its objective the exploration of the Itá hydroelectric power plant through a joint venture, by means of a concession granted by the federal government through the National Electric Energy Agency – ANEEL. The undertaking is located on the Uruguay river, on the border between the Santa Catarina and Rio Grande do Sul States, between the municipalities of Itá (SC) and Aratiba (RS) and has an installed capacity of 1,450 MW, derived from 5 generators of 290 MW. It was completed in March 2001.

Under the terms of the joint venture contract, ITASA will be entitled to 60.5% of 668 MW (average), equivalent to the Itá UHE assured energy.

As informações pertinentes à participação na controlada em conjunto estão demonstradas a seguir:

	2003	2002
Quantidade de ações ordinárias do capital social	520.219.172	520.219.172
Quantidade de ações ordinárias de propriedade da Tractebel Energia	253.606.840	253.606.840
Participação %	48,750	48,750
Capital social	426.300	426.300
Patrimônio líquido	510.136	495.578
Resultado do exercício	15.079	(25.404)
Investimento:		
Equivalência patrimonial	248.691	241.594
Ágio	14.875	17.164
Resultado de equivalência patrimonial	7.097	(12.384)

O ágio na aquisição do investimento tem fundamento econômico na expectativa de resultados futuros e está sendo amortizado pelo prazo de 10 anos.
A determinação do ágio teve por base fluxo de caixa calculado por instituição financeira especializada, com as premissas indicadas ao contexto da investida, projetado para o período de concessão, admitindo-se uma renovação da concessão ao seu término, conforme faculta o respectivo Contrato de Concessão.
A avaliação considerou a relação de *debt/equity* de 50/50 para a implementação do projeto Itá, utilizando-se taxas de desconto de 11,0% para capital de terceiros e de 11,5% para capital próprio.
O ágio amortizado no exercício foi de R$ 2.289 (R$ 2.288 em 2002).

Os principais grupos do ativo, passivo e resultado da controlada em conjunto estão demonstrados a seguir, os quais foram consolidados na proporção dos investimentos da Companhia no capital social da controlada:

ATIVO	**2003**	**2002**
Circulante	150.252	44.671
Realizável a longo prazo	7.813	9.904
Permanente	1.147.189	1.189.302
	1.305.254	**1.243.877**
PASSIVO		
Circulante	192.856	111.227
Exigível a longo prazo	602.262	637.072
Patrimônio líquido	510.136	495.578
	1.305.254	**1.243.877**
RESULTADO		
Receitas operacionais brutas	363.003	201.020
Deduções da receita operacional	(16.872)	(7.248)
Receitas líquidas de vendas	**346.131**	**193.772**
CUSTOS DE ENERGIA ELÉTRICA		
Energia elétrica comprada para revenda	(112.325)	(1.900)
Custo de produção de energia elétrica	(46.996)	(46.445)
	(159.321)	**(48.345)**
LUCRO BRUTO	**186.810**	**145.427**
DESPESAS OPERACIONAIS		
Despesas com vendas	(18.792)	(15.411)
Despesas gerais e administrativas	(21.606)	(18.946)
	(40.398)	**(34.357)**
Resultado do serviço	**146.412**	**111.070**
Receitas (despesas) financeiras	**(123.119)**	**(136.475)**
RESULTADO OPERACIONAL	**23.293**	**(25.405)**
RESULTADO NÃO OPERACIONAL	**233**	**7**
RESULTADO ANTES DOS TRIBUTOS	**23.526**	**(25.398)**
Imposto de renda e contribuição social	(8.447)	(6)
LUCRO LÍQUIDO (PREJUÍZO) DO EXERCÍCIO	**15.079**	**(25.404)**

We present below information in respect of the participation in the related company:

	2003	2002
Number of capital shares	520,219,172	520,219,172
Number of shares owned by Tractebel Energia	253,606,840	253,606,840
Participation %	48.75	48.75
Subscribed share capital	426,300	426,300
Shareholders' equity	510,136	495,578
Profit (loss) for the year	15,079	(25,404)
Investment:		
Equity result	248,691	241,594
Goodwill	14,875	17,164
Result on an equity basis	7,097	(12,384)

The goodwill arising from the share capital acquisition is economically based on future income and will be amortized within a term of 10 years.
The calculation of the goodwill was based on the cash-flow projections calculated by a specialized financial institution, with adequate assumptions relevant to the investment projected for the period of the concession, allowing for one renewal of the concession at the end of its term in accordance with the respective Concession Contract.
The valuation considered the debt/equity relationship of 50/50 for the implementation of the Itá project, using the discount rates of 11.0% for third party capital and 11.5% for shareholders' equity.
The amortized goodwill for the year was R$ 2,289 (R$ 2,288 in 2002).

The main affiliated company assets, liabilities and results classifications are stated below and the consolidation was proportional to the investments made by the Company in the affiliate share capital:

ASSETS	2003	2002
Current	150,252	44,671
Long-term	7,813	9,904
Permanent	1,147,189	1,189,302
	1,305,254	**1,243,877**
LIABILITIES		
Current	192,856	111,227
Long-term	602,262	637,072
Shareholders' Equity	510,136	495,578
	1,305,254	**1,243,877**
INCOME		
Gross operating income	363,003	201,020
Deductions	(16,872)	(7,248)
Net operating income	**346,131**	**193,772**
ELECTRIC ENERGY COSTS		
Electric energy purchased for resale	(112,325)	(1,900)
Costs of electric energy production	(46,996)	(46,445)
	(159,321)	**(48,345)**
GROSS PROFIT	**186,810**	**145,427**
OPERATING EXPENSES		
Sales expenses	(18,792)	(15,411)
General and administrative expenses	(21,606)	(18,946)
	(40,398)	**(34,357)**
Income from services	**146,412**	**111,070**
Net financial expenses	**(123,119)**	**(136,475)**
OPERATING LOSS	**23,293**	**(25,405)**
NON OPERATING RESULTS	**233**	**7**
PROFIT (LOSS) BEFORE TAX	**23,526**	**(25,398)**
Income tax and social contribution	(8,447)	(6)
NET PROFIT (LOSS) FOR THE YEAR	**15,079**	**(25,404)**

b.2 - Companhia Energética Meridional – CEM (controlada)

A CEM detém a concessão da Usina Hidrelétrica Cana Brava, localizada no Rio Tocantins, norte do Estado de Goiás, com capacidade instalada de 450 MW e 273,4 MW médios de energia assegurada. A concessão para construção e exploração do empreendimento tem prazo de vigência de 35 anos, a partir de 27.08.1998.

As obras tiveram início em 31 de maio de 1999 e previa o início de operação para o segundo semestre de 2002. Contudo, face à otimização do cronograma, associado à tecnologia e engenharia aplicadas ao projeto, o início da operação da UHE Cana Brava deu-se em maio de 2002. Assim, a primeira das três unidades geradoras da usina foi disponibilizada para despacho do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS em 22.05.2002 e a terceira, em 25.09.2002.

As informações pertinentes à participação na controlada estão demonstradas a seguir:

	2003			2002
	Ações			
	Ordinárias	Preferenciais	Total	Total
Quantidade de ações do capital social	79.063.566	146.107.126	225.170.692	212.010.000
Quantidade de ações de propriedade da Tractebel Energia	79.063.562	146.107.126	225.170.688	212.009.996
Participação %	99,99	100,00	99,99	99,99
Capital social	78.748	145.474	224.222	212.010
Patrimônio líquido	-	-	227.000	172.928
Resultado do exercício	-	-	94.638	(39.082)
Investimento:				
Equivalência patrimonial	-	-	227.000	172.928
Ágio	-	-	40.120	42.806
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	94.638	(39.082)

O ágio na aquisição do controle acionário tem fundamento econômico na expectativa de resultado futuro e está sendo amortizado pelo prazo de 10 anos, a partir de janeiro de 2003.

A determinação do ágio teve por base fluxo de caixa calculado por instituição financeira especializada, com premissas indicadas ao contexto da investida, projetado para 35 anos, prazo de concessão da usina, ajustado a valor presente com taxa de desconto de 14% a.a..

A avaliação levou em consideração a relação *debt/equity* de 70/30 para a construção da usina. Parte do ágio está associada aos bônus de subscrição adquiridos na transação, que estão sendo utilizados para aporte de capital durante a fase pré-operacional da investida.

O ágio amortizado no exercício foi de R$ 4.457.

b.3 - Delta Participações S. A.

A Companhia detém 9.999 das 10.000 ações que compõem o capital social da Delta, constituída em 31.10.2001, a qual não exerceu atividades até o presente momento.

b.2) Companhia Energética Meridional - CEM (subsidiary)

CEM has the concession of Cana Brava Hydroelectric Power Plant, located on Rio Tocantins, north of the State of Goiás, with an assured installed capacity of 450 MW and 273.4 MW of average energy. The contract for the construction and exploration of the power plant is for 35 years as from August 27, 1998.

The construction started on May 31, 1999 with the start of operations expected during the second semester of 2002. However due to the construction progressing faster than expected, due to technological and engineering expertise applied to the project, the start-up of operations of UHE Cana Brava was in May 2002. Therefore, the first of the three power generation units of the plant became operative for the National Electric System Operator – ONS on May 22, 2002 and the third one, on September 25, 2002.

Below is the information regarding participation in the subsidiary:

	2003			2002
	Shares			
	Common	Preferred	Total	Total
Number of capital shares	79,063,566	146,107,126	225,170,692	212,010,000
Number of shares owned by Tractebel Energia	79,063,562	146,107,126	225,170,688	212,009,996
Ownership interest - %	99,99	100,00	99,99	99,99
Subscribed share capital	78,748	145,474	224,222	212,010
Shareholders' equity	-	-	227,000	172,928
Result for the year	-	-	94,638	(39,082)
Investment:				
Equity	-	-	227,000	172,928
Goodwill	-	-	40,120	42,806
Result on an equity basis	-	-	94,638	(39,082)

The goodwill arising from the share capital acquisition is economically based on future income and will be amortized within a term of no more than 10 years, starting in January 2003.

The calculation of the goodwill was based on cash-flow projections calculated by a specialized financial institution, with adequate assumptions relevant to the investment, projected for 35 years, which is the power plant concession term, adjusted to reflect present value using a 14% discount rate.

The valuation took into consideration the relationship between debt/equity of 70/30 for the construction of the power plant. Part of the goodwill is associated with the subscription bonus acquired in the transaction and will be used for capital contribution during the pre-operating phase of the investment.

The goodwill amortization of the year was R$ 4.457.

b.3) Delta Participações S.A.

The Company holds 9,999 out of the 10,000 shares that comprises the capital of Delta, incorporated on October 31, 2001, which has not started operations to date.

b.4 - Tractebel Energia Comercializadora Ltda.
Sociedade constituída em 16.10.2000, sob a denominação de Beta Participações Ltda., tendo sua denominação alterada em 10.06.2002. Seu capital social, em 31.12.2003, é de R$ 26, representado por 26.000 quotas de capital, das quais a Companhia possui 25.999. A Sociedade não exerceu atividades no exercício de 2003.
As informações pertinentes à participação na controlada estão demonstradas a seguir:

	2003	2002
Quotas que compõem o capital social	26.000	26.000
Quotas de propriedade da Tractebel Energia	25.999	25.999
Participação %	99,99	99,99
Capital social	26	26
Patrimônio líquido	10	10
Resultado do período	-	(16)
Investimento:		
Equivalência patrimonial	10	10
Resultado de equivalência patrimonial	-	(16)

b.5 - Lages Bioenergética Ltda.
Sociedade constituída em 26.06.2002, tendo recebido autorização da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, em 30.10.2002, para estabelecer-se como Produtor Independente, mediante a implantação da central geradora termelétrica Lages, localizada no Município de Lages – SC, com um turbogerador a vapor de 28 MW, utilizando resíduos de madeira como combustível. A unidade de cogeração possui um sistema de transmissão de interesse restrito, composto de uma subestação com transformador de 31.250 kVA – 13,8/138 kV e de uma linha de transmissão de 138 kV, em circuito simples, de aproximadamente 5 km de extensão. A autorização para implantação e exploração do empreendimento tem prazo de 30 anos, a contar de 30.10.2002. As obras do empreendimento iniciaram em janeiro de 2003 com previsão de conclusão para abril de 2004, contudo, o cronograma foi antecipado e sua conclusão ocorreu em 16.12.2003. A Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, através do Despacho nº 990, de 19.12.2003, liberou o início da operação comercial da central geradora a partir do dia 23.12.2003, e disponibilização ao Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS da energia produzida.

As informações pertinentes à participação na controlada estão demonstradas a seguir:

	2003	2002
Quotas que compõem o capital social	30.529.984	4.254.196
Quotas de propriedade da Tractebel Energia	30.529.983	4.254.195
Participação %	99,99	99,99
Capital social	30.530	4.254
Patrimônio líquido	30.530	4.254
Investimento:		
Equivalência patrimonial	30.530	4.254

b.4) Tractebel Energia Comercializadora Ltda.

Company incorporated on October 16, 2000, originally under the name Beta Participações Ltda., changed on June 10, 2002. As of December 31, 2002, capital amounts to R$ 26 represented by 26,000 shares, 25,999 of which are held by the Company.

Information on equity in this subsidiary is presented below:

	2003	2002
Sharequotas representing capital	26,000	26,000
Sharequotas held by Tractebel Energia	25,999	25,99
Ownership interest - %	99.99	99.99
Capital	26	26
Shareholders' equity	10	10
Net loss	-	(16)
Investment:		
Equity	10	10
Result on an equity basis	-	(16)

b.5) Lajes Bioenergética Ltda.

Company incorporated on June 26, 2002, authorized by National Electric Energy Agency – ANEEL on October 30, 2002, as an Independent Electric Energy Productor. The Company is constructing the thermoelectric power plant of Lages, located in the municipality of Lages, which will operate a 28 MW turbogenerator. The fuel used by the turbogenerator is composed of wood residuals. The central generator will have a restricted interest transmission system, composed of a substation with a 31,250 kVA – 13.8/138 kV transformer and a 138 kV transmission line, in single circuit, which will have approximately 5 km of extension. The authorization issued by ANEEL, Lages Bioenergética is valid for 30 years from October 30, 2002. Construction of the undertaking started in January 2003 with conclusion scheduled for April 2004. However, the timetable was advanced and conclusion occurred on December 16, 2003. The National Electric Energy Agency – ANEEL through Dispatch No. 990, of December 19, 2003, authorized the power station to commence operations on December 23, 2003 and the energy produced to be provided to the National Grid Operator – ONS.

Information on equity in subsidiary is presented below:

	2003	2002
Sharequotas representing capital	30,529,98	4,254,196
Sharequotas held by Tractebel Energia	30,529,98	4,254,195
Ownership interest - %	99.99	99.99
Capital	30,530	4.254
Shareholders' equity	30,530	4.254
Investment:		
Equity	30,530	4.254

NOTA 8 – ATIVO IMOBILIZADO

a) Composição

	Controladora				Consolidado	
	2003		2002		2003	2002
	Taxas médias de depreciação	Custo corrigido	Taxas médias de depreciação	Custo corrigido	Custo corrigido	Custo corrigido
Imobilizações em serviço						
Intangível						
Direito de exploração UHE Cana Brava		-		-	88.664	88.664
(-) Amortização acumulada	3,2	-	3,2	-	(4.104)	(1.257)
		-		-	**84.560**	**87.407**
Tangível						
Geração hidráulica						
UHE Salto Santiago	2,5	638.565	2,5	638.274	638.565	638.274
UHE Salto Osório	2,8	288.646	2,8	288.623	288.646	288.623
UHE Passo Fundo	2,5	122.989	2,5	122.812	122.989	122.812
UHE Itá (participação em consórcio)	2,3	1.236.001	2,3	1.233.259	1.778.382	1.775.314
UHE Machadinho (participação em consórcio)	2,4	177.795	2,4	163.594	177.795	163.594
UHE Cana Brava	2,5	-	2,4	-	867.718	847.722
		2.463.996		2.446.562	3.874.095	3.836.339
(-) Depreciação acumulada		(845.160)		(785.146)	(917.745)	(823.672)
		1.618.836		**1.661.416**	**2.956.350**	**3.012.667**
Geração térmica						
Complexo Jorge Lacerda	4,3	2.433.490	4,3	2.433.552	2.433.490	2.433.552
UTE Charqueadas	4,5	54.817	4,5	54.011	54.817	54.011
UTE Alegrete	4,1	8.010	4,6	7.735	8.010	7.735
UTE William Arjona	4,8	151.906	4,8	167.594	151.906	167.594
		2.648.223		2.662.892	2.648.223	2.662.892
(-) Depreciação acumulada		(1.079.715)		(983.429)	(1.079.715)	(983.429)
		1.568.508		**1.679.463**	**1.568.508**	**1.679.463**
Sistema de comunicação	6,1	1.674	6,1	1.624	1.674	1.624
(-) Depreciação acumulada		(886)		(807)	(886)	(807)
		788		**817**	**788**	**817**
Equipamentos gerais e outros	10,0	26.452	10,0	21.959	26.663	22.170
(-) Depreciação acumulada		(11.737)		(11.010)	(11.872)	(11.132)
		14.715		**10.949**	**14.791**	**11.038**
		3.202.847		**3.352.645**	**4.624.997**	**4.791.392**
Imobilizações em curso						
Geração hidráulica						
UHE Itá (custos retardatários)		1.075		2.830	5.987	8.070
UHE Machadinho (custos retardatários)		1.090		11.709	1.090	11.709
UHE Cana Brava		-		-	2.132	2.911
UHE S. Santiago (obra de adição)		238		3.321	238	3.321
Outros		1.473		1.143	1.473	1.143
		3.876		**19.003**	**10.920**	**27.154**
Geração térmica						
UTE Jacuí		83.314		80.823	83.314	80.823
UTE William Arjona		-		5.541	-	5.541
UTE J. Lacerda (obra de adição)		20.720		12.159	20.720	12.159
UTE Charqueadas (obra de adição)		636		1.025	636	1.025
Unidade de cogeração Lages		-		-	61.052	4.379
Outros		199		5.729	199	5.729
		104.869		**105.277**	**165.921**	**109.656**
Equipamentos gerais e outros		**3.846**		**999**	**3.846**	**999**
		112.591		**125.279**	**180.687**	**137.809**
Imobilizações líquidas		**3.315.438**		**3.477.924**	**4.805.684**	**4.929.201**
Obrigações especiais		**(56.564)**		**(56.564)**	**(56.689)**	**(56.689)**
		3.258.874		**3.421.360**	**4.748.995**	**4.872.512**

NOTE 8 - PROPERTY, PLANT AND EQUIPMENT

a) Composition

	Parent Company				Consolidated	
	2003		2002		2003	2002
	Average depreciation rates	Inflation adjusted cost	Average depreciation rates	Inflation adjusted cost	Inflation adjusted cost	Inflation adjusted cost
Assets in use						
Intangible assets						
Cana Brava's concession		-	-	-	88,664	88,664
(-) Accumulated amortization	3.2	-	3.2	-	(4,104)	(1,257)
		-		-	**84,560**	**87,407**
Tangible assets						
Hydraulic generation						
UHE Salto Santiago	2.5	638,565	2.5	638,274	638,565	638,274
UHE Salto Osório	2.8	288,646	2.8	288,623	288,646	288,623
UHE Passo Fundo	2.5	122,989	2.5	122,812	122,989	122,812
UHE Itá (participation in the consortium)	2.3	1,236,001	2.3	1,233,259	1,778,382	1,775,314
UHE Machadinho (participation in the consortium)	2.4	177,795	2.4	163,594	177,795	163,594
UHE Cana Brava	2.5	-	2.4	-	867,718	847,722
		2,463,996		2,446,562	3,874,095	3,836,339
(-) Accumulated depreciation		(845,160)		(785,146)	(917,745)	(823,672)
		1,618,836		**1,661,416**	**2,956,350**	**3,012,667**
Thermal generation						
Jorge Lacerda complex	4.3	2,433,490	4.3	2,433,552	2,433,490	2,433,552
UTE Charqueadas	4.5	54,817	4.5	54,011	54,817	54,011
UTE Alegrete	4.1	8,010	4.6	7,735	8,010	7,735
UTE William Arjona	4.8	151,906	4.8	167,594	151,906	167,594
		2,648,223		2,662,892	2,648,223	2,662,892
(-) Accumulated depreciation		(1,079,715)		(983,429)	(1,079,715)	(983,429)
		1,568,508		**1,679,463**	**1,568,508**	**1,679,463**
Communication systems	6.1	1,674	6.1	1,624	1,674	1,624
(-) Accumulated depreciation		(886)		(807)	(886)	(807)
		788		817	788	817
Equipment and other	10.0	26,452	10.0	21,959	26,663	22,170
(-) Accumulated depreciation		(11,737)		(11,010)	(11,872)	(11,132)
		14,715		10,949	14,791	11,038
Total assets in use		**3,202,847**		**3,352,645**	**4,624,997**	**4,791,392**
Construction in progress						
Hydraulic generation						
UHE Itá		1,075		2,830	5,987	8,070
UHE Machadinho		1,090		11,709	1,090	11,709
UHE Cana Brava		-		-	2,132	2,911
UHE S. Santiago (additional construction)		238		3,321	238	3,321
Other		1,473		1,143	1,473	1,143
		3,876		**19,003**	**10,920**	**27,154**
Thermal Generation						
UTE Jacuí		83,314		80,823	83,314	80,823
UTE William Arjona		-		5,541	-	5,541
UTE J. Lacerda (additional construction)		20,720		12,159	20,720	12,159
UTE Charqueadas (additional construction)		636		1,025	636	1,025
UTE Lages		-		-	61,052	4,379
Other		199		5,729	199	5,729
		104,869		**105,277**	**165,921**	**109,656**
General equipment and other		**3,846**		**999**	**3,846**	**999**
		112,591		**125,279**	**180,687**	**137,809**
Net fixed assets		**3,315,438**		**3,477,924**	**4,805,684**	**4,929,201**
Special obligations		**(56,564)**		**(56,564)**	**(56,689)**	**(56,689)**
		3,258,874		**3,421,360**	**4,748,995**	**4,872,512**

A unidade de cogeração Lages foi concluída em 16.12.2003 e autorizada a entrar em operação em 23.12.2003. De acordo com as normas da ANEEL, a empresa tem prazo de 60 dias para proceder à unitização dos bens que compõem o empreendimento e transferir os respectivos valores para o imobilizado em serviço, observando as respectivas Unidades de Cadastro – UC. Estes trabalhos são imprescindíves ao cálculo da depreciação do empreendimento e estão sendo ultimados pela Lages Bioenergética.

b) Obrigações especiais

Referem-se a obrigações vinculadas ao serviço público de energia elétrica e representam os valores aplicados nos empreendimentos sob concessão, com recursos da União e de doações não condicionadas a qualquer retorno a favor do doador. A quitação dessas obrigações dar-se-á no vencimento das respectivas concessões, estabelecido pelo Poder Concedente. A composição destas obrigações é a seguinte:

	Controladora		Consolidado	
	2003	2002	2003	2002
Doações e subvenções destinadas a investimentos	47.937	47.937	48.062	48.062
Reversão e amortização	2.230	2.230	2.230	2.230
Participação da União	3.758	3.758	3.758	3.758
Outras	2.639	2.639	2.639	2.639
	56.564	**56.564**	**56.689**	**56.689**

c) Concessões e autorizações do Órgão Regulador

A Companhia e suas controladas possuem as seguintes concessões e autorizações para exploração de energia elétrica:

	Detentora da Concessão ou Autorização	Capacidade Instalada MW	Data do ato	Vencimento
I – Concessões				
UHE Salto Santiago	Controladora	1.420	28.09.1998	28.09.2028
UHE Salto Osório	Controladora	1.078	28.09.1998	28.09.2028
UHE Passo Fundo	Controladora	226	28.09.1998	28.09.2028
UHE Itá	Controladora/ITASA	1.450	28.12.1995	16.10.2030
UHE Machadinho	Controladora	1.140	15.07.1997	15.07.2032
UHE Cana Brava	CEM	450	27.08.1998	27.08.2033
II – Autorizações				
Complexo Jorge Lacerda	Controladora	857	25.09.1998	28.09.2028
UTE Charqueadas	Controladora	72	25.09.1998	28.09.2028
UTE Alegrete	Controladora	66	25.09.1998	28.09.2028
UTE William Arjona	Controladora	190	02.06.2000	28.04.2029
UTE Jacuí	Controladora	350	07.02.2002	07.02.2032
UTE Lages	Lages Bioenergética	28	30.10.2002	30.10.2032

A concessão pertinente à UHE Itá está compartilhada com a controlada em conjunto Itá Energética S.A. – ITASA (ver Nota 7-b.1).

A concessão da UHE Machadinho está compartilhada com outros concessionários que compõem o Consórcio Machadinho, do qual a Companhia é a líder e detém participação de 16,94%.

d) Usina Termelétrica Jacuí

Em 12.03.1999 a Companhia, cumprindo exigências do Edital de Privatização, comunicou à Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL a sua intenção de concluir a obra da UTE Jacuí. Posteriormente, a ANEEL autorizou a implantação do projeto e definiu os aspectos de comercialização da energia a ser gerada pela Usina. O órgão de controle ambiental do Estado do Rio Grande do Sul, FEPAM, emitiu a Licença de Instalação. Encontra-se pendente de definição a sistemática de reembolso do carvão a ser utilizado na usina, no período posterior aos primeiros 5 anos de operação, bem como as definições do setor elétrico quanto às condições de venda de energia a longo prazo para novos empreendimentos. A Companhia tem demonstrado todo o seu esforço na busca de outras definições, principalmente no que diz respeito à contratação de EPC (*Engineering Procurement and Construction*) associada à garantia de funcionamento da planta com a capacidade originalmente projetada, sem customização relevante em relação aos equipamentos já adquiridos, condição imprescindível para a viabilidade do empreendimento.

Lages Co-Generation unit was ready on December 16, 2003 and was authorized to commence operations on December 23, 2003. According to ANEEL's standards, the Company has a 60-day deadline to unitize the assets comprising the undertaking and to transfer the respective amounts to fixed assets in use, in compliance with the respective File Units – UC. These calculations are essential to calculate the depreciation of the undertaking and are being completed by Lages Bioenergética.

b) Special obligations

Refer to obligations related to the Public Utilities of electric energy and show the amounts invested in the undertakings under concession using federal government funds and donations not subordinated to any return to the donor. The settlement of such obligations will be at the maturity of the respective concessions, as determined by the granting authority. The composition of these obligations is as follows:

	Parent Company		Consolidated	
	2003	2002	2003	2002
Donations and subsidies destined to investments	47,937	47,937	48,062	48,062
Reversal and amortization	2,230	2,230	2,230	2,230
Federal government participation	3,758	3,758	3,758	3,758
Other	2,639	2,639	2,639	2,639
	56,564	**56,564**	**56,689**	**56,689**

c) Concessions and authorizations granted by the regulating authorities

The Company and its subsidiaries have been granted the following electric energy exploration concessions:

	Grant of the concession or authorization	Installed capacity MW	Date of the concession	Maturity
I - Maturity				
UHE Salto Santiago	Parent Company	1,420	09.28.1998	09.28.2028
UHE Salto Osório	Parent Company	1,078	09.28.1998	09.28.2028
UHE Passo Fundo	Parent Company	226	09.28.1998	09.28.2028
UHE Itá	Parent Company/Itasa	1,450	12.28.1995	10.16.2030
UHE Machadinho	Parent Company	1,140	07.15.1997	07.15.2032
UHE Cana Brava	CEM	450	08.27.1998	08.27.2033
II - Authorizations				
Complexo Jorge Lacerda	Parent Company	857	09.25.1998	09.28.2028
UTE Charqueadas	Parent Company	72	09.25.1998	09.28.2028
UTE Alegrete	Parent Company	66	09.25.1998	09.28.2028
UTE William Arjona	Parent Company	190	06.02.2000	04.28.2029
UTE Jacuí	Parent Company	350	02.07.2002	02.07.2032
UTE Lages	Lages Bioenergética	28	10.30.2002	10.30.2032

The concession granted in respect of UHE Itá is divided with Itá Energia S.A. - ITASA. (see Note 7-b.1)
UHE Machadinho concession is shared with other concessionaires forming the Machadinho Consortium, led by the Company, holder of a 16.94% interest therein.

d) Jacuí Thermoelectric Power Plant

In compliance with the Privatization Regulations, on March 12, 1999, the Company communicated to ANEEL its intention to complete the Jacuí Thermoelectric Power Plant. Subsequently, ANEEL defined the aspects for the trading of energy to be generated by the UTE Jacuí and authorised the project. The environmental control agency of the State of Rio Grande do Sul, FEPAM, issued the installation license. The method for refund of the coal to be used in the power station, during the period subsequent to the first 5 years of operation, as well as the definitions by the electric segment in respect of the conditions for the long-term sale of electric energy to new undertakings is pending definition. The Company has endeavored to look for other definitions, especially with respect to the engagement of EPC (Engineering Procurement and Construction) associated to the guarantee that the plant operates at the originally planned capacity, without any material customizing to already acquired equipment, essential condition for making the undertaking feasible.

e) Capacidade de recuperação através de operações futuras
A Companhia, com base em projeções de fluxo futuro de caixa descontado a valor presente, elaboradas internamente, avaliou que alguns ativos integrantes de seu parque gerador não serão recuperados pelas suas operações futuras, se considerados isoladamente. No entanto, a Administração da Companhia entende que esses ativos, no conjunto de seus ativos operacionais, produzirão fluxo de caixa positivo.

f) Apropriação dos encargos financeiros
Os encargos financeiros vinculados ao financiamento da unidade de cogeração Lages, no valor de R$ 1.361, foram integralmente capitalizados pela controlada Lages Bioenergética Ltda., estando refletidos no balanço consolidado deste exercício social.

g) Indisponibilidade dos bens
De acordo com os artigos 63 e 64 do Decreto nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, os bens e instalações utilizados na produção, transmissão, distribuição, inclusive comercialização de energia elétrica, são vinculados a esses serviços, não podendo ser retirados, alienados, cedidos ou dados em garantia hipotecária sem a prévia e expressa autorização do Órgão Regulador. A Resolução ANEEL nº 20/99 regulamenta a desvinculação de bens das concessões do Serviço Público de Energia Elétrica, concedendo autorização prévia para desvinculação de bens inservíveis à concessão, quando destinados à alienação, determinando que o produto das alienações seja depositado em conta bancária vinculada para aplicação na concessão.

h) Bens da União utilizados pela Companhia
A Companhia exerce a posse e opera a Usina Termelétrica Alegrete, composta de duas unidades geradoras com capacidade total de 66 MW e uma vila residencial com 15 casas, localizada no município de Alegrete – RS, de titularidade da União e cedida em regime especial de utilização.

NOTA 9 – DESCONTINUIDADE DAS UNIDADES 4 E 5 DA UTE WILLIAM ARJONA

As unidades geradoras 4 e 5 da usina termelétrica William Arjona, com potência total de 70 MW, utilizam gás natural para geração de energia elétrica e foram implantadas com o objetivo específico de atender a Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial – CBEE, sob a regência do Contrato de Suprimento de Energia Elétrica firmado em 10.01.2002, com vigência até 31.12.2004.
Após cumprir seus objetivos primordiais, é possível que as referidas unidades sejam desativadas. Em linha com esta possibilidade, a Companhia está amortizando o valor econômico destes ativos no período de sua utilização, de forma a atingir um valor residual compatível com o provável valor de alienação, para o caso desta hipótese vir a se confirmar. A adoção deste procedimento não prejudica a capacidade de recuperação dos ativos através de sua operação durante a vigência do contrato.
Neste contexto, está sendo reconhecido o valor de R$ 21.308 no resultado deste exercício, que corresponde às amortizações relativas a 2002 e 2003, devendo ser amortizado o valor de R$ 13.906 no exercício de 2004. Estes valores estão sendo considerados “diferenças temporárias”, para fins fiscais.

NOTA 10 – FORNECEDORES

	Controladora		Consolidado	
	2003	2002	2003	2002
Energia elétrica	54.757	53.710	22.246	32.179
Energia elétrica no âmbito do MAE	-	61.649	-	61.649
Combustíveis fósseis	31.843	32.745	31.843	32.745
Materiais e serviços	21.638	36.387	34.419	55.397
	108.238	**184.491**	**88.508**	**181.970**

e) Capacity to recover depreciation through future operations

Based on internal future cash flow projections, the Company estimated that the depreciation of certain assets will not be recovered with future operations. The Company has not accrued for the loss on such assets because it expects that, when considering all of the Company's assets, the depreciation will be covered by cash flows.

f) Appropriation of financial charges

The financial charges related to the financing of the Lages Co-Generation unit, in the amount of R$ 1,361, were fully capitalized by the subsidiary Lages Bioenergética Ltda. and are reflected in the consolidated balance sheet for this fiscal year.

g) Utilization of assets

In accordance with articles 63 and 64 of Decrees Nos. 41.019/57 of February 26, 1957, the assets and installations utilized in the production, transmission and distribution of electric energy, are linked to these services, and cannot be removed, sold, ceded or given in guarantee of a loan without the previous written authorization of ANEEL. ANEEL Resolution No. 20/99 regulates the sale of assets not required by the concession, when destined for sale, and determines that the product of such sale be deposited into a related bank account to be invested in the concession.

h) Federal government assets being used by the Company

The Company owns and operates the Alegrete thermoelectric power plant, composed of two generating units with a 66 MW total capacity, and a residential villa with 15 houses, located in the Municipality of Alegrete – RS, which are the federal government's property assigned on a special usage regime.

NOTE 9 - DISCONTINUITY OF UNITS 4 AND 5 OF TPP WILLIAM ARJONA

Power generating units 4 and 5 of William Arjona Thermoelectric Power Plant, with a total potency of 70 MW, use natural gas to generate electric energy and have been implemented for the specific purpose of serving Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial – CBEE, in compliance with the Agreement for the Supply of Electric Energy executed on January 10, 2002, effective up to December 31, 2004.

Said units may not be continued to be used after achieving their prime objectives. In line with this possibility, the Company is amortizing the economic value of these assets during the period when they are in use, in order to arrive at a residual value compatible with the probable disposal value, in case of confirmation of this assumption.

Given the above, the amount of R$ 21,308 is being recorded in results for this year, corresponding to the amortization for 2002 and 2003. R$ 13,906 should be amortized in fiscal year 2004. These amounts are being regarded as "temporary differences" for tax purposes.

NOTE 10 - SUPPLIERS

	Parent Company		Consolidated	
	2003	2002	2003	2002
Electric energy	54,757	53,710	22,246	32,179
Electric energy in MAE	-	61,649	-	61,649
Fossil fuel	31,843	32,745	31,843	32,745
Materials and services	21,638	36,387	34,419	55,397
	108,238	**184,491**	**88,508**	**181,970**

NOTA 11 – EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

As principais informações a respeito dos empréstimos e financiamentos em moedas estrangeira e nacional são as seguintes:

a) Composição:

	Controladora					
	2003			2002		
	Principal e encargos			Principal e encargos		
	Circulante	Longo prazo	Total	Circulante	Longo prazo	Total
Moeda Estrangeira						
Secretaria do Tesouro Nacional	103.309	560.165	663.474	78.850	774.396	853.246
Instituições financeiras	15.519	202.294	217.813	14.293	233.615	247.908
	118.828	**762.459**	**881.287**	**93.143**	**1.008.011**	**1.101.154**
Moeda Nacional						
ELETROBRÁS	60.111	314.208	374.319	54.413	374.319	428.732
Instituições financeiras	9.953	51.673	61.626	279.636	57.449	337.085
Fornecedores	-	-	-	820	-	820
	70.064	**365.881**	**435.945**	**334.869**	**431.768**	**766.637**
	188.892	**1.128.340**	**1.317.232**	**428.012**	**1.439.779**	**1.867.791**

	Consolidado					
	2003			2002		
	Principal e encargos			Principal e encargos		
	Circulante	Longo prazo	Total	Circulante	Longo prazo	Total
Moeda Estrangeira						
Secretaria do Tesouro Nacional	103.309	560.165	663.474	78.850	774.396	853.246
Instituições financeiras	44.958	571.211	616.169	62.156	711.918	774.074
	148.267	**1.131.376**	**1.279.643**	**141.006**	**1.486.314**	**1.627.320**
Moeda Nacional						
ELETROBRÁS	60.111	314.208	374.319	54.413	374.319	428.732
Instituições financeiras	50.119	413.871	463.990	311.026	391.063	702.089
Fornecedores	-	-	-	820	-	820
	110.230	**728.079**	**838.309**	**366.259**	**765.382**	**1.131.641**
	258.497	**1.859.455**	**2.117.952**	**507.265**	**2.251.696**	**2.758.961**

NOTE 11 - LOANS AND FINANCING

The principal details regarding loans and financing in both foreign and local currency are:

a) Composition

	Parent Company					
	2003			2002		
	Principal and interest			Principal and interest		
	Current	Long-term	Total	Current	Long-term	Total
Foreign currency						
National treasury	103,309	560,165	663,474	78,850	774,396	853,246
Financial institutions	15,519	202,294	217,813	14,293	233,615	247,908
	118,828	**762,459**	**881,287**	**93,143**	**1,008,011**	**1,101,154**
National currency						
Eletrobrás	60,111	314,208	374,319	54,413	374,319	428,732
Financial institutions	9,953	51,673	61,626	279,636	57,449	337,085
Suppliers	-	-	-	820	-	820
	70,064	**365,881**	**435,945**	**334,869**	**431,768**	**766,637**
Total	**188,892**	**1,128,340**	**1,317,232**	**428,012**	**1,439,779**	**1,867,791**

	Consolidated					
	2003			2002		
	Principal and interest			Principal and interest		
	Current	Long-term	Total	Current	Long-term	Total
Foreign currency						
National treasury	103,309	560,165	663,474	78,850	774,396	853,246
Financial institutions	44,958	571,211	616,169	62,156	711,918	774,074
	148,267	**1,131,376**	**1,279,643**	**141,006**	**1,486,314**	**1,627,320**
National currency						
Eletrobrás	60,111	314,208	374,319	54,413	374,319	428,732
Financial institutions	50,119	413,871	463,990	311,026	391,063	702,089
Suppliers	-	-	-	820	-	820
	110,230	**728,079**	**838,309**	**366,259**	**765,382**	**1,131,641**
	258,497	**1,859,455**	**2,117,952**	**507,265**	**2,251,696**	**2,758,961**

Mutação dos empréstimos e financiamentos:

	Controladora		Consolidado	
	Circulante	Longo prazo	Circulante	Longo prazo
Saldo em 31.12.2001	**112.205**	**1.145.873**	**140.038**	**1.732.690**
Ingressos	520.000	45.057	520.000	165.581
Transferências	137.102	(137.102)	211.003	(211.003)
Encargos gerados	153.132	-	213.686	3.880
Variações monetárias geradas	34.622	406.402	34.158	580.999
Remuneração de garantias depositadas	-	(20.451)	-	(20.451)
Amortizações	(529.049)	-	(611.620)	-
Saldo em 31.12.2002	**428.012**	**1.439.779**	**507.265**	**2.251.696**
Ingressos	-	-	-	49.163
Transferências	176.440	(176.440)	239.980	(239.980)
Encargos gerados	136.377	1.258	199.328	7.345
Variações monetárias geradas	(10.625)	(134.892)	(21.134)	(207.404)
Remuneração de garantias depositadas	-	(1.365)	-	(1.365)
Amortizações	(541.312)	-	(666.942)	-
Saldo em 31.12.2003	**188.892**	**1.128.340**	**258.497**	**1.859.455**

b) Composição por tipo de moeda estrangeira e indexadores nacionais:

	Controladora					
	2003			2002		
	Moeda mil	Reais	%	Moeda mil	Reais	%
Moeda estrangeira						
Dólar Americano – USD	178.803	516.597	39,22	200.134	707.133	37,85
Libra Esterlina – GBP	16.306	84.506	6,41	20.598	117.284	6,28
Euro – EUR	76.750	280.184	21,27	74.769	276.737	14,82
		881.287	**66,90**		**1.101.154**	**58,95**
Moeda nacional						
IVRRJR (baseado na UFIR)	-	374.319	28,42	-	428.732	22,96
ICF (baseado no IGP-DI)	-	-	-	-	820	0,04
Não indexado	-	61.626	4,68	-	337.085	18,05
		435.945	**33,10**	-	**766.637**	**41,05**
		1.317.232	**100,00**		**1.867.791**	**100,00**

	Consolidado					
	2003			2002		
	Moeda mil	Reais	%	Moeda mil	Reais	%
Moeda estrangeira						
Dólar Americano – USD	316.681	914.953	43,20	349.050	1.233.299	44,70
Libra Esterlina – GBP	16.306	84.506	3,99	20.598	117.284	4,25
Euro – EUR	76.750	280.184	13,23	74.769	276.737	10,03
		1.279.643	**60,42**		**1.627.320**	**58,98**
Moeda nacional						
IVRRJR (baseado na UFIR)	-	374.319	17,67	-	428.732	15,54
ICF (baseado no IGP-DI)	-	-	-	-	820	0,03
URTJLP	-	402.364	19,00	-	365.004	13,23
Não indexado	-	61.626	2,91	-	337.085	12,22
		838.309	**39,58**		**1.131.641**	**41,02**
		2.117.952	**100,00**		**2.758.961**	**100,00**

Changes in loans and financing:

	Parent Company		Consolidated	
	Current	**Long-term**	**Current**	**Long-term**
Balance at December 31, 2001	**112,205**	**1,145,873**	**140,038**	**1,732,690**
New loans	520,000	45,057	520,000	165,581
Transfers	137,102	(137,102)	211,003	(211,003)
Charges	153,132	-	213,686	3,880
Monetary variations	34,622	406,402	34,158	580,999
Gains on financial guarantees	-	(20,451)	-	(20,451)
Amortization	(529,049)	-	(611,620)	-
Balance at December 31, 2002	**428,012**	**1,439,779**	**507,265**	**2,251,696**
New loans	-	-	-	49,163
Transfers	176,440	(176,440)	239,980	(239,980)
Charges	136,377	1,258	199,328	7,345
Monetary variations	(10,625)	(134,892)	(21,134)	(207,404)
Gains on financial guarantees	-	(1,365)	-	(1,365)
Amortization	(541,312)	-	(666,942)	-
Balance at December 31, 2003	**188,892**	**1,128,340**	**258,497**	**1,859,455**

b) The total amount owed in the respective foreign currencies, including financial charges, is as follows:

	Parent Company					
	2003			2002		
	Currency (Thousands)	Reais	%	Currency (Thousands)	Reais	%
Foreign currency						
American dollar - USD	178,803	516,597	39.22	200,134	707,133	37.85
Pounds sterling - GBP	16,306	84,506	6.41	20,598	117,284	6.28
EURO - EUR	76,750	280,184	21.27	74,769	276,737	14.82
		881,287	**66.90**		**1,101,154**	**58.95**
National currency						
IVRRJR (based on UFIR)	-	374,319	28.42	-	428,732	22.96
ICF (based on IGP-DI)	-	-	-	-	820	0.04
Not indexed	-	61,626	4.68	-	337,085	18.05
		435,945	**33.10**	**-**	**766,637**	**41.05**
		1,317,232	**100.00**		**1,867,791**	**100.00**

	Consolidated					
	2003			2002		
	Currency (Thousands)	Reais	%	Currency (Thousands)	Reais	%
Foreign currency						
American dollar – USD	316,681	914,953	43.20	349,050	1,233,299	44.70
Pounds sterling – GBP	16,306	84,506	3.99	20,598	117,284	4.25
EURO – EUR	76,750	280,184	13.23	74,769	276,737	10.03
		1,279,643	**60.42**		**1,627,320**	**58.98**
National currency						
IVRRJR (based on UFIR)	-	374,319	17.67	-	428,732	15.54
ICF (based on IGP-DI)	-	-	-	-	820	0.03
VRTJLP	-	402,364	19.00	-	365,004	13.23
Not indexed	-	61,626	2.91	-	337,085	12.22
		838,309	**39.58**		**1,131,641**	**41.02**
		2,117,952	**100.00**		**2,758,961**	**100.00**

c) Variação das moedas estrangeiras e indexadores:

	%	
Moeda – indexador	**2003**	**2002**
Dólar Americano – USD	(18,23)	52,27
Libra Esterlina – GBP	(8,98)	68,77
Euro – EUR	(1,37)	79,35
ICF (baseado no IGP-DI)	1,98	29,95
URTJLP	12,82	3,71

A variação do indexador ICF de 1,98% acima indicada, refere-se ao período de janeiro a março de 2003, tendo, o respectivo contrato, sido integralmente quitado.

d) Vencimentos dos empréstimos, financiamentos e encargos a longo prazo:

	Controladora		Consolidado	
	2003	**2002**	**2003**	**2002**
2004	-	199.736	-	265.668
2005	194.896	213.009	270.620	288.534
2006	205.489	221.592	294.020	311.887
2007	287.625	299.508	375.457	388.948
2008	73.284	84.438	160.106	172.643
2009	66.390	73.855	147.736	155.364
De 2010 até 2024	300.656	347.641	611.516	668.652
	1.128.340	**1.439.779**	**1.859.455**	**2.251.696**

e) Os empréstimos e financiamentos estão sujeitos a encargos a taxas fixas e flutuantes, assim distribuídas:

Na controladora

Mercado interno
Taxas fixas de 11,90% a 12,00% a.a. (Em 2002, 6,00% a 12,00% a.a.)
Taxas flutuantes: 18,49% a.a. (Em 2002, 26,00% a.a.)

Mercado externo
Taxas fixas de 6,00% a 8,49% a.a. (Em 2002, de 3,00% a 8,49% a.a.)
Taxas flutuantes de 1,73% a 9,95% a.a. (Em 2002, de 2,22% a 9,99% a.a.)

No consolidado

Mercado interno
Taxas fixas de 11,90% a 12,00% a.a. (Em 2002, de 6,00% a 12,00% a.a.)
Taxas flutuantes: 13,25% a 18,49% a.a. (Em 2002, de 14,00% a 26,00% a.a.)

Mercado externo
Taxas fixas de 6,00% a 8,49% a.a. (Em 2002, de 3,00% a 8,49% a.a.)
Taxas flutuantes de 1,73% a 9,95% a.a. (Em 2002, de 2,22% a 9,99% a.a.)

c) Variation of foreign currencies:

	%	
Currency	**2003**	**2002**
American dollar – USD	(18.23)	52.27
Pounds sterling – ABP	(8.98)	68.77
EURO – EUR	(1.37)	79.35
ICF (based on IGP-DI)	1.98	29.95
URTJLP	12.82	3.71

The 1.98% variation of the above-mentioned ICF index refers to the period January to March 2003; the respective agreement being fully settled.

d) The long-term loans and financing and financial charges mature as follows:

	Parent Company		Consolidated	
	2003	**2002**	**2003**	**2002**
2004	-	199,736	-	265,668
2005	194,896	213,009	270,620	288,534
2006	205,489	221,592	294,020	311,887
2007	287,625	299,508	375,457	388,948
2008	73,284	84,438	160,106	172,643
2009	66,390	73,855	147,736	155,364
After 2010 until 2024	300,656	347,641	611,516	668,652
	1,128,340	**1,439,779**	**1,859,455**	**2,251,696**

e) The loans and financing are subject to charges at both fixed and fluctuating rates, as follows:

Parent Company

Internal Market

Fixed rates from 11.90% to 12.00% a. a. (2002 from 6.00% to 12.00% p.a.)
Floating rates: 18.49% p. a. (2002, 26.00% p.a.)

External Market

Fixed rates from 6.00% to 8.49% p.a. (2002, from 3.00% to 8.49% p. a.)
Floating rates from 1.73% to 9.95% p a. (2002, from 2.22% to 9.99% p.a.)

Consolidated

Internal Market

Fixed rates from 11.90% to 12.00% p.a. (2002 from 6.00% to 12.00% p.a.)
Floating rates: 13.25% to 18.49% p.a. (2002, from 14.00% to 26.00% p.a.)

External Market

Fixed rates from 6.00% to 8.49% p.a. (2002, from 3.00% to 8.49% p. a.)
Floating rates from 1.73% to 9.95% p. a. (2002, from 2.22% to 9.99% p.a.)

NOTA 12 – DEBÊNTURES

a) Companhia Energética Meridional – CEM

Em 19 de maio de 1999, a controlada assinou com o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES, Contrato de Subscrição e Integralização de Debêntures, tendo sido subscritas e integralizadas, no período de maio a dezembro de 1999, o montante de 7.773 debêntures, cujo saldo atualizado até 31.12.2003 é de R$ 101.536, sendo R$ 9.146 no passivo circulante e R$ 92.390 no exigível a longo prazo (até 31.12.2002, R$ 99.510, R$ 2.369 no passivo circulante e R$ 97.141 no exigível a longo prazo).

As debêntures são remuneradas com base na TJLP mais 4% a.a., com pagamento dos juros semestralmente, no período de 01.10.1999 até 01.04.2013.

O montante correspondente à parcela da TJLP que exceder 6% a.a. será capitalizado, incorporando-se ao valor nominal das debêntures.

A amortização do valor nominal das debêntures teve início em 01.10.2003 com vencimento final em 01.04.2013, e ocorre semestralmente com base em programação de amortização crescente que varia de 3,0625%, na primeira amortização, a 7,5737% na última parcela, com vencimento em 01.04.2013.

b) Itá Energética S.A. – ITASA

Em 7 de março de 2001, a controlada em conjunto emitiu duas séries de 8.400 debêntures não conversíveis cada uma, para colocação pública, no valor total de R$ 168.000, integralizados em 23 de março de 2001. O saldo atualizado até 31.12.2003 é de R$ 176.003, sendo R$ 24.803 no passivo circulante e R$ 151.200 no exigível a longo prazo (até 31.12.2002, R$ 197.665, R$ 29.665 no passivo circulante e R$ 168.000 no exigível a longo prazo).

Os juros sobre as debêntures são pagos anualmente, sendo os da 1ª série a partir de 1º de dezembro de 2001 e os da 2º série a partir de 1° de junho de 2002 e são calculados conforme abaixo:

1ª série: de 01.12.2001 a 01.12.2003 – IGP-M + 11,2% a.a.
de 02.12.2003 a 01.12.2013 – IGP-M + 9,4% a.a.

2ª série: de 01.06.2002 a 01.06.2004 – IGP-M + 11,2% a.a.
de 02.06.2004 a 01.06.2013 – IGP-M + 9,4% a.a.

A amortização do valor nominal das debêntures será efetuada em parcelas anuais, sendo que a da 1ª série terá início em 1° de dezembro de 2004, com vencimento final em 1° de dezembro de 2013 e a da 2ª série, a partir de 1° de junho de 2004, com vencimento final em 1° de junho de 2013.

NOTA 13 – TRIBUTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS PARCELADOS

Composição do saldo atual:

	Controladora					
	2003			2002		
	Parcelas vincendas	Circulante	Longo prazo	Parcelas vincendas	Circulante	Longo prazo
Imposto de Renda Pessoa Jurídica						
Parcelamento em 120 meses	-	**-**	**-**	17	**1.177**	**490**
PASEP						
Parcelamento em 72 meses	10	**360**	**-**	22	**385**	**321**
INSS						
Parcelamento em 240 meses	110	947	7.738	122	916	8.398
Parcelamento em 96 meses	-	-	-	21	274	206
		947	**7.738**		**1.190**	**8.604**
		1.307	**7.738**		**2.752**	**9.415**

Os parcelamentos de imposto de renda e de INSS (96 parcelas) foram vertidos para o patrimônio da Companhia, na operação de cisão parcial da ELETROSUL, e vinham sendo pagos em seus respectivos vencimentos. Por exigência dos órgãos arrecadadores, os processos foram mantidos com a inscrição no CNPJ da empresa cindida. Tendo em vista o interesse da ELETROSUL em aderir ao REFIS, e estando os referidos processos em seu nome, a Companhia pagou, em 30.09.2003, diretamente à ELETROSUL os saldos devedores naquela data, ficando a mesma responsável pelos respectivos processos, conforme termo pactuado entre as partes.

NOTE 12 - DEBENTURES

a) Companhia Energética Meridional – CEM

On May 19, 1999, CEM signed with the National Economic and Social Development Bank-BNDES the Contract for the Subscription and Payment of Debentures. In the period May 1999 to December 1999, 7,773 debentures were subscribed. The updated amount, as of December 31, 2003, of this operation is R$ 101.536, of which R$ 9,146 is shown in current liabilities and R$ 92,390 in long-term liabilities (December 31, 2002, R$ 99,510, R$ 2,369 in current liabilities and R$ 97,141 in long-term liabilities).

Debentures remuneration is based on TJLP plus 4% p.a., with half-yearly interest payments, as from October 1, 1999 through April 1, 2013.

The amount equivalent to the TJLP portion exceeding 6% p.a. will be capitalized, being added to the debentures nominal value.

The amortization of the debentures nominal value will start on October 1, 2003 with maturity on April 1, 2013, and will be half-yearly, based on increasing amortization payments, which varies from 3.0625% on the first amortization to 7.5737% on the last installment, with maturity on April 1, 2013.

b) Itá Energética S.A. – ITASA

As of March 7, 2001 the jointly controlled company issued 2 series, each composed of 8,400 nonconvertible debentures, for public placement, in the amount of R$168,000, such amount being received on March 23, 2001. As of December 31, 2003, the updated balance is R$ 176,003, of which R$ 24,803 is shown in current liabilities and R$ 151,200 in long-term liabilities (December 31, 2002, R$ 197,665, R$ 29,665 in current liabilities and R$ 168,000 in long-term liabilities).

Interest on debentures is paid on an annual basis, those of the 1st series being paid as from December 1, 2001 and those of the 2nd series as from June 1, 2002. The calculation is as follows:

1st series: From December 1, 2001 to December 1, 2003 – IGP-M plus 11.2% p.a.
From December 2, 2003 to December 1, 2013 – IGP-M plus 9.4% p.a.

2nd series: From June 1, 2002 to June 1, 2004 – IGP-M plus 11.2% p.a.
From June 2, 2004 to June 1, 2013 – IGP-M plus 9.4% p.a.

The amortization of the nominal value of the debentures will be made in yearly installments, as from December 1, 2004 with final maturity on December 1, 2013 for the first series and from June 1 2004 with final maturity on June 1, 2013 for the second series.

NOTE 13 - TAXES PAYABLE IN INSTALLMENTS

Composition of current balance:

	Parent Company					
	2003			2002		
	Installments falling due	Currency	Long-term	Installments falling due	Currency	Long-term
Corporate income tax						
120 monthly installments	-	-	-	17	**1,177**	**490**
PASEP						
72 monthly installments	10	**360**	-	22	**385**	**321**
INSS						
240 monthly installments	110	947	7,738	122	916	8,398
96 monthly installments	-	-	-	21	274	206
		947	**7,738**		**1,190**	**8,604**
		1,307	**7,738**		**2,752**	**9,415**

Income tax and INSS installments (96 installments) were inherited by the Company upon the Eletrosul split-off and were paid on their due dates. In compliance with a requirement made by the collecting authorities the processes maintained the General Taxpayers' registration number of the split-off company. In view of Eletrosul interest in joining the REFIS, and since those processes were in its name, on September 30, 2003, the Company directly paid to Eletrosul the debit balances at that date, who now stands as responsible for the respective processes, in accordance with the terms agreed by the parties.

NOTA 14 – OBRIGAÇÕES ESTIMADAS

	Controladora			
	2003			2002
	Circulante	Longo prazo	Total	Total
Provisões trabalhistas	7.668	-	7.668	6.928
Provisão para grandes manutenções	5.735	17.449	23.184	33.189
Provisão bônus gerencial	3.500	-	3.500	3.200
Provisão participação nos lucros ou resultados	8.500	-	8.500	-
Provisão para aquisição energia elétrica	58.085	4.646	62.731	119.226
Outras	312	582	894	109
	83.800	**22.677**	**106.477**	**162.652**

As provisões trabalhistas referem-se às estimativas de 13º salário, férias, gratificação de férias e os respectivos encargos sociais.

Buscando mensurar adequadamente os resultados dos exercícios sociais futuros, a Companhia adota o registro de provisões para grandes manutenções do parque gerador, com base em plano executivo para preservação das condições de operação das usinas.

A provisão para aquisição de energia elétrica refere-se à parcela de responsabilidade da Companhia, em virtude da exposição da ITASA no MAE no período de junho de 2001 a fevereiro de 2002, por decorrência do Despacho ANEEL nº 288/2002. Visando à recomposição do equilíbrio econômico-financeiro dos contratos de compra e venda de energia entre a Companhia e a ITASA, foram celebrados aditivos aos referidos contratos, em 20.02.2003 e 26.06.2003 (ver Nota 24), concedendo reajuste extraordinário do preço da energia contratada, pelo período total de 24 meses, contados a partir de fevereiro de 2003. A ITASA reconheceu em suas demonstrações financeiras o total devido no âmbito do MAE, bem como faturou a energia vendida à Companhia nos meses de fevereiro a dezembro 2003, com base nos novos preços contratados. Tendo em vista que a despesa decorrente da exposição no MAE, acima citada, será recuperada através da venda futura de energia elétrica aos seus acionistas, a ITASA registrou o seu valor no ativo, na rubrica “despesas antecipadas”, para amortização no resultado concomitantemente com a realização das receitas. O valor amortizado na ITASA até 31.12.2003, em consonância com o procedimento acima descrito, é de R$ 96.365 remanescendo um saldo de R$ 95.199 para os próximos 12 meses. Todos os efeitos advindos dessas operações, contabilizados pela ITASA, foram neutralizados nas demonstrações financeiras da Companhia, através da reversão de parte desta provisão, no valor de R$ 61.456.

O balanço patrimonial consolidado inclui o valor de R$ 38, referente a provisões trabalhistas reconhecidas nas demonstrações financeiras da ITASA (R$ 39 em 2002), e o valor de R$ 365, referente à provisão para manutenção programada da Usina Hidrelétrica Cana Brava, registrado na CEM.

NOTE 14 - ACCRUED LIABILITIES

	Parent Company			
	2003			2002
	Current	Long-term	Total	Total
Labor provisions	7,668	-	7,668	6,928
Provision for significant maintenance	5,735	17,449	23,184	33,189
Provision for management bonus	3,500	-	3,500	3,200
Provision for profit sharing	8,500	-	8,500	-
Provision for acquisition of electric energy	58,085	4,646	62,731	119,226
Other	312	582	894	109
	83,800	**22,677**	**106,477**	**162,652**

Labor provisions refer to estimated vacations, vacation bonus and respective payroll and related charges.
In an attempt to better measure the results of future fiscal years, the Company accrues for significant maintenance programs of the generation plants, in accordance with the executive plan for the maintenance of the operating units.
The provision for acquisition of electric energy refers to the extraordinary tariff adjustment to be granted to ITASA, to cover the exposure of its spot market transactions with MAE, in the period from June 2001 to February 2002, as a result of ANEEL Decision No. 288/2002. Aiming at reestablishing the economic and financial equilibrium of the energy purchase and sale contracts between the Company and ITASA, amendments to said contracts were executed on February 20, 2003 and June 20, 2003 (see Note 24), authorizing an extraordinary readjustment to the price of contracted energy, for a total 24-month period, as from February 2003. ITASA recorded in its financial statements the total amount due to the MAE, and billed the energy sold to the Company in the period February to December 2003 based on the new contracted prices. Considering that the expense resulting from the above-mentioned exposure with the MAE will be recovered through the future sale of electric energy to its shareholders, ITASA recorded the corresponding amount in assets, under the caption "advanced expenses", to be amortized in results, at the same time as the recording of the revenues. In accordance with the above-mentioned procedure, the amount amortized by ITASA as of December 31, 2003 is R$ 96,365, a balance of R$ 95,199 remaining for the next 12 months. All effects arising from such operations accounted for by ITASA were neutralized in the Company's financial statements through reversal of part of this provision, in the amount of R$61,456.
The consolidated balance sheet includes the amount of R$ 38 in respect of labor provisions recorded in ITASA financial statements (R$ 39 in 2002) and the amount of R$ 365, in respect of the provision for planned maintenance of the Cana Brava Hidro-electric Power Station, registered in CEM.

NOTA 15 – PROVISÕES PARA CONTINGÊNCIAS

A companhia possui notificações do INSS e da SRF, que estão sendo impugnadas administrativamente, e processos judiciais que tramitam em diversas instâncias, que na avaliação dos consultores jurídicos se revestem de riscos prováveis. Todos esses processos estão provisionados por valores julgados suficientes para cobertura das contingências, conforme abaixo:

	Controladora					
	2003				2002	
	Circulante	Longo Prazo	Total	Depósitos judiciais	Total	Depósitos judiciais
Trabalhistas						
Vínculo empregatício e reintegração	3.670	14.972	18.642	12.405	17.658	13.723
Periculosidade	178	726	904	388	862	516
Jornada de advogado e horas extras	254	1.037	1.291	274	1.322	340
Horas in itinere	291	1.187	1.478	188	1.313	86
Outras	617	2.513	3.130	2.434	2.805	2.086
	5.010	**20.435**	**25.445**	**15.689**	**23.960**	**16.751**
Cíveis						
Fornecedores	2.681	23.053	25.734	-	26.916	-
Atingidos pela UHE Itá	1.354	5.973	7.327	-	11.514	-
Danos emergentes e lucros cessantes	305	1.344	1.649	-	2.563	-
Doença ocupacional e acidente do trabalho	3.356	14.804	18.160	-	8.733	-
Outras	304	1.344	1.648	-	1.291	-
	8.000	**46.518**	**54.518**	**-**	**51.017**	**-**
Fiscais						
Contribuição Social	-	9.540	9.540	4.477	16.359	3.584
PIS e COFINS	-	-	-	-	50.678	-
INSS	-	6.983	6.983	3.029	8.865	4.191
	-	**16.523**	**16.523**	**7.506**	**75.902**	**7.775**
	13.010	**83.476**	**96.486**	**23.195**	**150.879**	**24.526**

O balanço patrimonial consolidado inclui o valor de R$ 413, referente a provisões para contingências cíveis reconhecidas nas demonstrações financeiras da CEM.

A Companhia reverteu, neste exercício, as seguintes provisões para contingências fiscais, pelas razões abaixo expostas:

a) PIS/COFINS sobre repasse de energia de ITAIPU

Em junho de 2000, a ELETROSUL, de cuja cisão parcial originou a Tractebel Energia, ingressou na justiça com Mandado de Segurança Preventivo, com o objetivo de impedir a exigência de PIS/COFINS sobre o repasse de energia de ITAIPU. Nos autos, alegou litisconsórcio ativo necessário com a GERASUL (denominação anterior da Tractebel Energia), que deveria ficar responsável por eventuais débitos de períodos anteriores à cisão.

No julgamento de primeira instância sobreveio sentença concedendo a segurança nos termos do pedido, o que levou a Administração da Companhia a reconhecer provisão para contingência em suas demonstrações financeiras e apelar da decisão.

Em decisão da 2ª. Turma do TRF – 4ª. Região, por unanimidade, ocorrida em 26.08.2003, foi afastada a responsabilidade da Companhia sobre os tributos em questão, cuja provisão, no valor de R$ 53.448, foi revertida no presente exercício.

b) Contribuição Social sobre o Lucro Líquido

A Companhia possuía parcelamento referente a CSLL, decorrente de débitos anteriormente discutidos na esfera judicial. Com o advento da Lei nº. 9.779/99, cujo artigo 17 previa a possibilidade de quitação de débitos, com exclusão de multa e juros de mora, a Companhia requereu à Secretaria da Receita Federal a utilização do benefício previsto na norma legal, o qual foi negado sob a alegação de que o débito em questão não se enquadrava naquele dispositivo. Em 30.09.1999, a Companhia, amparada por liminar obtida em Mandado de Segurança, procedeu à quitação do mencionado parcelamento, revertendo os valores de multa e juros de mora nele contidos, e, concomitentemente, constituiu provisão para contingência de idêntico valor.

NOTE 15 - PROVISIONS FOR CONTINGENCIES

The Company received two notifications from the INSS, which are being administratively challenged and has court suits in several jurisdictions, which the Company's legal counsel consider could probably be at risk. Provisions for these risks were made at amounts considered sufficient to cover the contingencies, as follows:

	Parent					
	2003				2002	
	Current	Long-term	Total	Court deposits	Total	Court deposits
Labor						
Employee status obligations and readmittance	3,670	14,972	18,642	12,405	17,658	13,723
Additional for hazardous activities	178	726	904	388	862	516
Lawyers' fees and overtime	254	1,037	1,291	274	1,322	340
Time in transit	291	1,187	1,478	188	1,313	86
Others	617	2,513	3,130	2,434	2,805	2,086
	5,010	**20,435**	**25,445**	**15,689**	**23,960**	**16,751**
Civil						
Suppliers	2,681	23,053	25,734	-	26,916	-
People affected by Itá HPP	1,354	5,973	7,327	-	11,514	-
Damages and loss of profits	305	1,344	1,649	-	2,563	-
Occupational illness and work accidents	3,356	14,804	18,160	-	8,733	-
Others	304	1,344	1,648	-	1,291	-
	8,000	**46,518**	**54,518**	**-**	**51,017**	**-**
Tax						
Social contribution tax	-	9,540	9,540	4,477	16,359	3,584
PIS and COFINS	-	-	-	-	50,678	-
INSS	-	6,983	6,983	3,029	8,865	4,191
	-	**16,523**	**16,523**	**7,506**	**75,902**	**7,775**
	13,010	**83,476**	**96,486**	**23,195**	**150,879**	**24,526**

The consolidated balance sheet includes the amount of R$ 413, related to provisions for civil contingencies recorded in CEM financial statements.
In this year, the Company reversed the following provisions for tax contingencies for the reasons described below:

a) PIS/COFINS on Repass of Itaipu Energy

In June 2000, Eletrosul, from whose spin-off Tractebel Energia originated, filed a preventive Writ of Mandamus, to hinder the requirement of PIS/COFINS on the repass of energy from Itaipu. In the writ, the Company alleged responsibility with Gerasul (Tractebel Energia previous corporate name), who should be responsible for eventual debits prior to the spin-off. Judgment at the first stage of appeal granted security under the terms of the claim, which lead to Company's Management recording a provision in its financial statements and to appeal against the decision.
A unanimous decision by the 2nd Team of the Regional Federal Court – TRF – 4th Region, on August 26, 2003, removed the Company's responsibility for the taxes under discussion, whose provision, in the amount of R$ 53,448 was reversed in the current year.

b) Social Contribution on Net Profit

The Company had installments for CSLL, arising from debits previously discussed in court. With the introduction of Law No. 9,779/99, whose article 17 provided the possibility of settling the debits, excluding arrears fines and interest, the Company required from the Federal Revenue Agency the use of the benefit foreseen in the legal rule, which was denied under the argument that the debit under discussion did not qualify under that provision. On September 30, 1999, the Company, supported by an injunction obtained through a Writ of Mandamus, settled said installments, reversing the amounts related to arrears, fines and interest therein included and, at the same time, set up a provision for contingency in the same amount.

Em 29.09.2003, o Mandado de Segurança teve julgamento de mérito, com decisão favorável, o que levou a Companhia a reverter a referida provisão, no valor de R$ 17.070.

Neste exercício, a Companhia constituiu provisão no valor de R$ 9.109, correspondente à utilização de bases negativas anteriores a 01.01.1992 na apuração de CSLL nos anos-calendários de 1996 e 1997, cujo procedimento foi objeto de autuações fiscais. Tais autuações estão sendo impugnadas, pela Companhia, na esfera administrativa, sendo que a referente ao ano-calendário de 1996 teve decisão desfavorável, em 28.08.2003, pela 1ª. Câmara do 1º. Conselho de Contribuintes, devendo ser apreciada pela Câmara Superior daquele órgão.
A Companhia é parte em processos judiciais que na avaliação dos consultores jurídicos, baseada em experiências com naturezas semelhantes, não apresentam risco provável e, portanto, não foram reconhecidos nas demonstrações financeiras. Os valores envolvidos estão abaixo discriminados:

	2003			2002		
	Risco possível	Risco remoto	Total	Risco possível	Risco remoto	Total
Trabalhistas	7.215	9.568	16.783	4.039	7.108	11.147
Cíveis	10.482	1.468	11.950	8.145	-	8.145
	17.697	**11.036**	**28.733**	**12.184**	**7.108**	**19.292**

NOTA 16 – CONCESSÕES A PAGAR

A controlada Companhia Energética Meridional – CEM pagará à União pela outorga da concessão para exploração do potencial de energia hidráulica do aproveitamento hidrelétrico Cana Brava, os valores abaixo indicados, em parcelas mensais equivalentes a 1/12 (um doze avos) dos respectivos valores de pagamento anual, com atualização baseada na variação anual do Índice Geral de Preços – Mercado – IGP-M:

Ano	Início de pagamento	Valor anual	Valor total
1º	-	1	1
2º ao 6º	-	-	-
7º ao 25º	30.08.2004	680	12.920
26º ao 35º	30.08.2023	61.280	612.800
			625.721

O fluxo de pagamento acima está previsto na Cláusula sexta do Contrato de Concessão. Buscando refletir adequadamente, no patrimônio, a outorga onerosa da concessão e a respectiva obrigação perante a União, a CEM registrou o seu valor no ativo intangível e no passivo circulante e exigível a longo prazo, que corresponde a R$ 131.347, em 31.12.2003 (R$ 99.922, em 31.12.2002).
Considerando que os valores contratuais estão a preços futuros, a CEM procedeu ao seu ajuste a valor presente com base na taxa de desconto de 10% a.a., prevista no Edital de Concorrência nº 04/97 para a licitação da referida concessão. Até a entrada em operação comercial da usina Cana Brava, a atualização do passivo em função da taxa de desconto e da variação do IGP-M foi capitalizada no ativo intangível e, a partir daí, reconhecida diretamente no resultado.

NOTA 17 – BENEFÍCIOS PÓS-EMPREGO

Os passivos atuariais da Companhia são determinados por atuário independente, com base no Método da Unidade de Crédito Projetada.
Os benefícios pós-emprego mantidos pela Companhia são os seguintes:

a) Plano de Benefícios de Previdência Complementar
A Companhia, através da Fundação Eletrosul de Previdência e Assistência Social – ELOS e da PREVIG – Sociedade de Previdência Complementar, mantém Plano de Benefícios de Previdência Complementar para seus empregados.
A ELOS e a PREVIG são entidades fechadas de previdência complementar, pessoas jurídicas de direito privado, de fins não lucrativos, sendo que a primeira é patrocinada pela Companhia e por outra empresa, sem solidariedade entre as patrocinadoras, e a segunda é patrocinada exclusivamente pela Tractebel Energia.

On September 29, 2003, the merit of the Writ of Mandamus was judged, receiving a favorable decision, which lead the Company to reverse said provision of R$ 17,070.

In this year, the Company set up a provision of R$ 9,109, equivalent to the utilization of negative bases prior to January 1, 1992 for determination of the CSLL for calendar years 1996 and 1997, procedure that was object of tax assessments. Such assessments notices are being challenged by the Company at the administrative level. On August 28, 2003, the assessments related to calendar year 1996 obtained an unfavorable decision from the 1st Camber of the 1st Taxpayers Council, and will now be examined by the Upper Chamber of that Organ.
The Company is party in litigations that, in the legal advisors' opinion, based on similar experiences, do not present probable risk and, therefore, have not been recorded in the financial statements. Amounts are as follows:

	2003			2002		
	Possible risk	Remote risk	Total	Possible risk	Remote risk	Total
Labor	7,215	9,568	16,783	4,039	7,108	11,147
Civil	10,482	1,468	11,950	8,145	-	8,145
	17,697	**11,036**	**28,733**	**12,184**	**7,108**	**19,292**

NOTE 16 - CONCESSIONS PAYABLE

Companhia Energética Meridional-CEM will pay to the federal government, for granting the concession to operate hydraulic energy potential of the Cana Brava Hydroelectric project, the below listed values, in monthly installments equivalent to 1/12th of the respective annual payment values, being the restatement of such amounts being based on the IGP-M variation:

Year	Beginning of installment	Yearly	Total
1º		1	1
2º to 6º		-	-
7º to 25º	30.08.2004	680	12,920
26º to 35º	30.08.2023	61,280	612,800
			625,721

The above payment flow is stipulated in Clause 6 of the Concession Contract. In an attempt to better reflect the granted concession and the obligation towards the federal government in assets and liabilities, the Company recorded this value in property, plant and equipment and also in long-term liabilities; the latter at amounts of R$ 131.347 in December 31, 2003 (R$ 99,922 in 2002).
Considering that the contractual payable values are not subject to interest, CEM adjusted them to current value based on the 10% p.a. discount rate, stipulated in Bidding Notice No. 04/97 of the aforementioned concession. Up to the start-up of Cana Brava plant's operations, restatement of these liabilities adjusted based on the discount rate and the IGP-M variation were capitalized in intangible assets and, since then recorded directly to net income.

NOTE 17 - POST EMPLOYMENT BENEFITS

The Company's actuarial liabilities are determined by an independent actuary, based on the Projected Credit Unit Method. Post-employment benefits maintained by the Company are as follows:

a) Supplementary Private Pension Funds

Through Fundação Eletrosul de Previdência e Assistência Social – ELOS and PREVIG – Sociedade de Previdência Complementar, the Company maintains a Supplementary Pension Plan for its employees.
ELOS and PREVIG are Pension Plan Closed Entities, private nonprofit legal entities, being the first one sponsored by the Company and by another company without joint liability of the sponsors, and the second is exclusively sponsored by Tractebel Energia.

A ELOS e a PREVIG administram Plano de Benefícios do tipo benefício definido, com regime financeiro de capitalização para os benefícios de aposentadoria e pensão e repartição simples para os auxílios, a seguir especificados:
• Complementação de aposentadoria por tempo de serviço;
• Complementação de aposentadoria por invalidez;
• Complementação de aposentadoria por idade;
• Complementação de aposentadoria especial e de ex-combatente;
• Complementação de pensão;
• Complementação de auxílio reclusão;
• Auxílio funeral.

O benefício inicial de complementação de aposentadoria da ELOS e da PREVIG consiste, basicamente, na diferença entre a média aritmética dos 36 últimos salários reais de contribuição do empregado ao Plano, atualizados mês a mês pelo IGP-DI e o valor hipotético do benefício de aposentadoria da Previdência Social, calculado com a aplicação das regras que vigoravam antes da entrada em vigor da Lei nº 9876, de 26.11.1999. Após sua concessão, a complementação de benefício é reajustada anualmente com base na variação do INPC.
O custeio do Plano de Benefícios é coberto por contribuições dos participantes e da patrocinadora. A contribuição da Companhia corresponde a duas vezes a contribuição de seus empregados. Adicionalmente, a Companhia contribui com 1,7825% da folha de salários (percentual ajustado mensalmente por um fator determinado em função da oscilação do número de empregados participantes do Plano) para fins de amortização de reservas relativas a tempo de serviço passado por ela reconhecido, reavaliadas atuarialmente, cujo compromisso encerra-se em dezembro de 2023. O valor dessas contribuições no exercício de 2003 foi de R$ 7.246 (R$ 6.202 em 2002).
A Companhia é responsável pelo custeio de 57% do valor das despesas administrativas da ELOS (a parcela restante, de 43%, é custeada pelo Plano de Benefícios da outra patrocinadora desta fundação) e pelo custeio de 100% do valor das despesas administrativas da PREVIG. Ambas as despesas são limitadas em 15% do total das respectivas receitas previdenciais. O valor de responsabilidade da Companhia do exercício de 2003 foi de R$ 2.702 (R$ 1.544 em 2002).
Em 04.10.2002, através do Ofício nº 1755/SPC/GAB/COA, a Secretaria de Previdência Complementar – SPC aprovou a rescisão do Convênio de Adesão da Companhia com a ELOS e a total transferência de gerenciamento do plano de benefícios para a PREVIG, cujo Estatuto e Regulamento do Plano de Benefícios são os mesmos adotados pela Fundação ELOS, mantendo-se, assim, todos os direitos e obrigações da Patrocinadora e dos Participantes. Em virtude de ações judiciais impetradas por entidades sindicais e associação de aposentados, até o encerramento do exercício de 2002 as reservas matemáticas e respectivos ativos garantidores não haviam sido transferidos da ELOS para a PREVIG.
Em 25.01.2003, a ELOS e a PREVIG, com interveniência anuência das respectivas patrocinadoras, firmaram Termo de Acordo para Transferência Parcial dos Direitos e Obrigações do Plano de Benefícios de responsabilidade da Tractebel Energia na ELOS para o gerenciamento da PREVIG. Referido Termo de Acordo estabeleceu a transferência imediata dos ativos financeiros garantidores das reservas matemáticas de benefícios a conceder, correspondentes aos participantes que ainda não entraram em gozo de benefícios, e de benefícios concedidos, compreendendo os participantes assistidos que entraram em gozo de benefício após 23.12.1997. Estabeleceu, ainda, que as partes deverão buscar, de forma consensual, alternativas àquela aprovada pela SPC para a parcela do Plano de Benefícios de responsabilidade da Companhia que ainda não foi vertida da ELOS para a PREVIG. Considerando que o Termo de Acordo expirou no dia 20.09.2003, as partes estão buscando a regularização da situação o mais rapidamente possível.

b) Gratificação por Confidencialidade
Consiste no pagamento de uma remuneração ao empregado da carreira gerencial, por ocasião do término do seu vínculo empregatício.
A conciliação dos passivos decorrentes de benefícios pós-emprego, reconhecidos nas demonstrações financeiras da Companhia é a seguinte:

	2003		2002	
	Plano de Aposentadoria	Gratificação Confidencialidade	Plano de Aposentadoria	Gratificação Confidencialidade
Valor presente das obrigações atuariais total ou parcialmente cobertas	1.085.789	-	898.112	-
Valor justo do ativo	(642.113)	-	(538.397)	-
Valor presente das obrigações atuariais totalmente descobertas	-	1.075	-	946
Subtotal	443.676	1.075	359.715	946
Valor líquido das perdas atuariais não reconhecidas no balanço	(200.369)	(281)	(107.295)	(213)
Passivo reconhecido no balanço	**243.307**	**794**	**252.420**	**733**

The Pension Plan managed by ELOS and PREVIG is a defined benefit plan, having adopted the capitalization financial regime for retirement benefits and pensions and the simple allocation for the benefits listed below:
• retirement supplement for years of employment;
• supplement for permanent disability;
• supplement to old age retirement benefits;
• retirement supplement for ex-war veterans;
• supplement to pension;
• supplement to confinement allowance;
• funeral allowance.

The initial ELOS and PREVIG pension benefit payment basically consists of the difference between the arithmetic average of the 36 last employee's real contribution salaries to the plan, updated by the IGP-DI on a monthly basis and the hypothetic Social Security retirement benefit, calculated by applying the rules in effect before the introduction of Law No. 9,876, of November 11, 1999. After its concession, the pension fund is readjusted at the INPC variation on an annual basis.
The actuarial costing method used is the contributions paid by the participants and by the sponsor. The contribution paid by the Company is equivalent to twice the contribution paid by employees. In addition, the Company contributes with 1.7825% of payroll (percentage adjusted on a monthly basis because of employees' turnover) for the purpose of amortizing time of employment reserves recognized by the Company, actuarially restated, for a period up to December 2023. In 2003 those contributions amounted to R$ 7,246 (R$ 6,202 in 2002).
The Company is responsible for funding 57% of ELO'S administrative expenses (the remaining amount, 43%, is financed by the Benefits Plan of another sponsor of this foundation) and for the payment of 100% of PREVIG's administrative expenses. Both expenses are limited to 15% of their respective total pension revenues. The Company's liability for 2003 amounted to R$ 2,702 (R$ 1,544 in 2002).
On October 4, 2002, through Official Circular No. 1755/SPC/GAB/COA, SPC approved the termination of said Adhesion Contract, by transferring the management of the benefit plan to PREVIG. The Chart and the Regulation governing PREVIG Benefit Plan are the same as that adopted by ELOS, and therefore, all rights and obligations of the sponsor and the participants are still in force. Owing to the legal proceedings filed by unions and retired employees' association, until the end of 2002, the reserves and respective assets given as guarantee had not been transferred from ELOS to PREVIG.
On January 25, 2003, ELOS and PREVIG with intervenience and agreement of their respective sponsors, executed the Term of Agreement for the Partial Transfer of Rights and Obligation of the Pension Plan under the responsibility of Tractebel Energia to ELOS, to be managed by PREVIG. Said Term of Agreement determined the immediate transfer of financial assets guaranteeing the mathematical reserves of benefits to be granted, corresponding to the participants not yet covered by said benefits, and of benefits granted, comprising the participants assisted that started receiving the benefits after December 23, 1997. It also determined that the parties should amicably look for alternatives to that approved by the SPC for the amount of the Benefits Plan, under the responsibility of the Company not yet transferred to ELOS and PREVIG. Considering that the Term of Agreement expired on September 20, 2003, the parties are trying to regularize the situation as soon as possible.

b) Confidentiality Allowance
Consists of the payment, upon retirement, of an amount to the Company's officers.
Reconciliation of liabilities related to post employment benefits, recognized in the Company's financial statements, is as follows:

	2003		2002	
	Pension plan	Confidentiality bonus	Pension plan	Confidentiality bonus
Present value of actuarial liabilities totally or partially secured	1,085,789	-	898,112	-
Fair value of assets	(642,113)	-	(538,397)	-
Present value of unsecured actuarial liabilities	-	1,075	-	946
Subtotal	443,676	1,075	359,715	946
Actuarial losses not recorded in the balance sheet	(200,369)	(281)	(107,295)	(213)
Liabilities recorded in the balance sheet	**243,307**	**794**	**252,420**	**733**

O valor das perdas atuariais excedente a 10% do valor presente das obrigações atuariais será amortizado anualmente, de forma linear, pelo período de, aproximadamente, 13 anos, que corresponde ao tempo médio remanescente de trabalho estimado para os empregados participantes do plano.

Parte do passivo atuarial reconhecido no balanço, decorrente de "benefícios pós-emprego", está coberta por obrigações contratadas/reconhecidas através de instrumento de confissão de dívida e de termo de acordo, firmado pela Companhia. A composição do passivo nas demonstrações financeiras é a seguinte:

	2003			2002
	Circulante	Longo prazo	Total	Total
Obrigações contratadas/reconhecidas				
Contrato de confissão de dívidas passadas, incluindo o financiamento de despesas administrativas	18.489	84.615	103.104	100.408
Cobertura dos custos relativos à conversão de aposentadoria especial em aposentadoria por tempo de serviço (SB-40) e contribuições extraordinárias	25.233	37.742	62.975	68.670
Passivo atuarial não contratado	-	78.022	78.022	84.075
	43.722	**200.379**	**244.101**	**253.153**

A movimentação do passivo atuarial, reconhecida no balanço patrimonial do exercício de 2003, está resumida a seguir:

	Plano de Aposentadoria	Gratificação de Confidencialidade	Total
Passivo em 31.12.2001	**269.861**	**657**	**270.518**
Despesas do exercício de 2002	28.979	106	29.085
Contribuições reais da Cia. no ano de 2002	(46.420)	-	(46.420)
Benefícios pagos pela Cia. no ano de 2002	-	(30)	(30)
Passivo em 31.12.2002	**252.420**	**733**	**253.153**
Despesas do exercício de 2003	39.075	147	39.222
Contribuições reais da Cia. no ano de 2003	(48.188)	-	(48.188)
Benefícios pagos pela Cia. no ano de 2003	-	(86)	(86)
Passivo em 31.12.2003	**243.307**	**794**	**244.101**

Os valores a serem reconhecidos no resultado do exercício de 2004 são os seguintes:

	Plano de Aposentadoria	Gratificação de Confidencialidade	Total
Custo do serviço corrente	7.784	64	7.848
Custo dos juros	115.747	108	115.855
Rendimento esperado do ativo do plano	(69.869)	-	(69.869)
Amortização de perdas atuariais	6.964	14	6.978
Contribuição dos empregados	(3.564)	-	(3.564)
Total	**57.062**	**186**	**57.248**

As premissas atuariais utilizadas na avaliação dos benefícios estão descritas a seguir:

Hipóteses Econômicas (nominais)
Taxa de desconto – 11% a. a.
Taxa de retorno esperado dos ativos – 11% a. a.
Crescimento salarial futuro
- Participante ativo – 8% a. a.
- Participante auto-patrocinado – 5% a. a.

Crescimento dos benefícios da previdência social – 5% a. a.
Crescimento dos benefícios do Plano patrocinado pela Companhia – 5% a. a.
Inflação – 5% a. a.
Fator de capacidade
- Salários – 98%
- Benefícios – 98%

Actuarial deficit exceeding 10% of the present value of actuarial liabilities will be amortized annually, on a straight-line basis, over nearly 13 years, which corresponds to the average remaining time of service estimated for the employees who participate in the plan.
Part of the actuarial liabilities is secured by commitments contracted with the Foundation, which are classified under the caption "Post employment benefits". Liabilities in the financial statements and are comprised as follows:

	2003			2002
	Current	Long-term	Total	Total
Commitments contracted				
Acknowledgement of past debts, including administrative expenses	18,489	84,615	103,104	100,408
Payment of costs related to changing special retirement into retirement for time of service (SB-40) and supplementary contribution	25,233	37,742	62,975	68,670
Actuarial liabilities not contracted	-	78,022	78,022	84,075
	43,722	**200,379**	**244,101**	**253,153**

The movement of the actuarial liabilities recorded on the balance sheet as of December 31, 2003, is a follows:

	Pension plan	Confidentiality bonus	Total
Liabilities as of December 31, 2001	**269,861**	**657**	**270,518**
Expenses in 2002	28,979	106	29,085
Actual contributions by the Company in 2002	(46,420)	-	(46,420)
Benefits paid by the Company in 2002	-	(30)	(30)
Liabilities at December 31, 2002	**252,420**	**733**	**253,153**
Expenses in 2003	39,075	147	39,222
Actual contributions by the Company in 2003	(48,188)	-	(48,188)
Benefits paid by the Company in 2003	-	(86)	(86)
Liabilities at December 31, 2003	**243,307**	**794**	**244,101**

Amounts to be recognized in net income (loss) for 2004 are as follows:

	Pension plan	Confidentiality bonus	Total
Current service cost	7,784	64	7,848
Cost of interest	115,747	108	115,855
Expected return on plan's assets	(69,869)	-	(69,869)
Amortization of actuarial losses	6,964	14	6,978
Employees' contribution	(3,564)	-	(3,564)
Total	**57,062**	**186**	**57,248**

Actuarial assumptions adopted in assessing the benefits are described as follows:

Economic assumptions (nominal)
Discount rate - 11% p.a.
Expected return on plan's assets - 11% p.a.
Future salary growth
- Active participant - 8% p.a.
- Self-sponsored participant - 5% p.a.
Growth of social security benefits - 5% p.a.
Inflation - 5% p.a.
Capacity factor
- Salaries - 98%
- Benefits - 98%

Hipóteses Demográficas
Tábua de Mortalidade (ativos) – GAM 1983
Tábua de Mortalidade de Inválidos – RRB 1944
Tábua de Entrada em Invalidez – RRB 1944
Tábua de Rotatividade – Experiência Towers Perrin
Idade de Aposentadoria – Primeira idade de elegibilidade
% de participantes ativos casados na data da aposentadoria – 95%
Diferença de idade entre participante e cônjuge – Esposas são 4 anos mais jovens que maridos

Outras Hipóteses
% de participantes com direito à conversão de aposentadoria especial em aposentadoria por tempo de serviço (SB-40), que optarão pela conversão – 100%
Fator de conversão do SB40 – 140%

NOTA 18 – PASSIVO FISCAL DIFERIDO

Encontram-se registrados nesta rubrica o imposto de renda e a contribuição social sobre o lucro líquido, no valor de R$ 48.603, calculados sobre a provisão de venda de energia elétrica no âmbito do MAE, no valor de R$ 142.949, correspondente ao período de setembro de 2000 a setembro de 2002. Considerando que o valor da receita está sendo contestado judicialmente por agentes que discordam da interpretação adotada pelo MAE na aplicação de determinadas regras de contabilização, segundo o disposto no Despacho ANEEL nº 288, de 16.05.2002, eventual êxito dos agentes impetrantes caracterizará a inexistência da receita e do respectivo ativo, razão pela qual a mesma está sendo tratada como provisão e considerada diferença temporária para fins fiscais.

NOTA 19 – PATRIMÔNIO LÍQUIDO

a) Capital social autorizado
A Companhia está autorizada a aumentar o seu capital social até o limite de R$ 4.500.000, independentemente de reforma estatutária.

b) Capital social e dividendos
O capital social da Companhia, em 31 de dezembro de 2003, é de R$ 2.445.766 e está representado por 652.742.193.511 ações, sendo 464.052.075.236 ações ordinárias, 75.069.876 ações preferenciais da classe A e 188.615.048.399 ações preferenciais da classe B, todas sem valor nominal. O valor patrimonial da ação por lote de mil, em 31 de dezembro de 2003 é de R$ 3,99 (R$ 4,23 em 31.12.2002).
As ações preferenciais não garantem direito a voto e não são conversíveis em ações ordinárias. Essas ações têm prioridade na distribuição de dividendos, à razão de 8%, no caso das ações classe “A” e de 6%, para as de classe “B”, calculados sobre o capital social das respectivas classes de ações, dividendos esses a serem entre elas rateados igualmente. Para ambas as classes de ações, o dividendo será calculado à razão de 3% do valor do patrimônio líquido a elas correspondente, caso tais dividendos sejam maiores que os calculados com base nas taxas retro mencionadas.

O quadro societário da Companhia, em 31.12.2003, está assim constituído:

	% do Capital			
Acionistas	**ON**	**PNA**	**PNB**	**Total**
Tractebel EGI South America Ltda.	80,42	29,50	73,16	78,32
Banco Clássico S.A.	9,85	-	5,76	8,67
BNDES Participações S.A. – BNDESPAR	3,21	-	9,54	5,04
União Federal	3,13	-	0,89	2,48
Caixa de Previd. dos Funcionários do Banco do Brasil	1,33	-	-	0,94
Outros	2,06	70,50	10,65	4,55
	100,00	**100,00**	**100,00**	**100,00**

	Controladora	
	2003	**2002**
Composição das reservas:		
Reserva de Capital		
Remuneração de bens e direitos constituídos com capital próprio	**91.695**	**91.695**
Reservas de Lucros		
Reserva legal	63.492	37.635
Reserva de retenção de lucros	843	185.203
	64.335	**222.838**

Demographic assumptions
Mortality Table (active) - GAM 1983
Disabled Mortality Table - RRB 1944
Disability Table - RRB 1944
Turnover Table – Experience of Towers Perrin
Retirement age - First eligibility age
Percent (%) of active participants married at retirement date - 95%
Age difference between participant and spouse - Wives are 4 years younger than husbands

Other assumptions
Percent (%) of participants eligible to change special retirement into retirement for time of service (SB-40), who will make this option - 100%
Change into SB40 factor - 140%

NOTE 18 - DEFERRED TAX LIABILITY

Refers to income and social contribution taxes, in the amount of R$ 48.603 calculated on the provision for sale of electric energy in MAE, in the amount of R$ 142.949, for the period from September 2000 to December 2002. Considering that the amount of revenue contested in court by agents who disagree with the interpretation given by the MAE on the application of certain accounting principles, as set forth in Dispatch ANEEL No. 288, of May 16, 2002, eventual success of those agents will characterize the nonexistence of the revenue and the respective assets, reason why it is being dealt with as a provision and the temporary difference is being considered for tax purposes.

NOTE 19 - SHAREHOLDERS' EQUITY

a) Authorized Share Capital
The Company is authorized, without further statutory modifications, to increase its share capital to the limit of R$ 4,500,000.

b) Share Capital
The share capital on December 31, 2003 amounted to R$ 2,445,766, comprises 652,742,193,511 shares divided between 464,052,075,236 common shares, 75,069,876 class A preference shares and 188,615,048,399 class B preference shares, all of them with no par value. The shareholders' equity per one thousand shares on December 31, 2003 amounted to R$ 3.99 (R$ 4.23 on December 31, 2002).
The preference shares do not have voting rights and are not convertible into common shares; however, they have priority in respect of refunds and distribution of dividends, at rates of 8.00% in the case of class "A" and of 6.00% for the class "B", calculated on each type of capital. For both classes of shares, the dividend will be calculated at 3% of corresponding shareholders' equity, in case such dividends exceed the ones calculated based on the above-mentioned rates.

The Company's shareholders at December 31, 2003 are as follows:

	Shareholding - %			
Shareholders	**Common shares**	**Preference Class "A"**	**Preference Class "B"**	**Total**
Tractebel EGI South America Ltda.	80.42	29.50	73.16	78.32
Banco Clássico S.A.	9.85	-	5.76	8.67
BNDES Participações S.A. – BNDESPAR	3.21	-	9.54	5.04
União Federal	3.13	-	0.89	2.48
Caixa de Previd. dos Funcionários do Banco do Brasil	1.33	-	-	0.94
Others	2.06	70.50	10.65	4.55
	100.00	**100.00**	**100.00**	**100.00**

	Parent Company	
	2003	**2002**
Composition of reserves:		
Capital reserve		
Remuneration of investments in construction work in progress	**91,695**	**91,695**
Revenue reserves:		
Legal reserve	63,492	37,635
Profit reserves	843	185,203
	64,335	**222,838**

c) Dividendos intermediários

Em 13.03.2003, o Conselho de Administração da Companhia, usando a competência que lhe conferem os §§ 2º e 4º do artigo 37 do Estatuto Social, aprovou o pagamento de dividendos intermediários com base nas reservas de lucros existentes em 31.12.2001, exceto a reserva legal, no valor de R$ 184.360, correspondentes a R$ 0,357369 por lote de 1.000 ações preferenciais classe A, R$ 0,282431 por lote de 1.000 ações preferenciais classe B e R$ 0,282431 por lote de 1.000 ações ordinárias, os quais foram pagos em 15.04.2003.

NOTA 20 – DIVIDENDOS PROPOSTOS

Durante o exercício de 2003, o Conselho de Administração da Companhia aprovou créditos de juros sobre o capital próprio, conforme abaixo discriminado, em conformidade com a Lei nº 9.249/95 e Deliberação CVM nº 207/96:

i. Em 11.07.2003, no valor de R$ 144.000, correspondentes a R$ 0,2580724924 por lote de mil ações Preferenciais classe A, R$ 0,2206034612 por lote de mil ações Preferenciais Classe B e Ordinárias. Conforme Aviso aos Acionistas publicado em 14.07.2003, as ações da Companhia passaram a ser negociadas ex-juros sobre o capital próprio a partir de 29.07.2003 e o valor dos juros será pago em data a ser posteriormente definida e comunicada através de Aviso aos Acionistas.
ii. Em 13.11.2003, no valor de R$ 90.000, correspondentes a R$ 0,162856 por lote de mil ações preferenciais classe A, R$ 0,137877 por lote de mil ações preferenciais classe B e ordinárias. Conforme Aviso aos Acionistas publicado em 14.11.2003, as ações da Companhia passaram a ser negociadas ex-juros sobre o capital próprio a partir de 26.11.2003 e os juros sobre o capital próprio serão pagos aos acionistas no dia 02.01.2004.

Os valores acima mencionados, líquidos do imposto de renda retido na fonte, serão imputados aos dividendos referentes ao exercício de 2003.

Os juros sobre o capital próprio foram registrados em despesas financeiras e revertidos nessa mesma rubrica e não estão sendo apresentados na demonstração do resultado do período, em virtude dos mesmos não produzirem efeitos no lucro operacional, mas tão somente nas linhas do imposto de renda e da contribuição social.

Os dividendos mínimos obrigatórios correspondem a 25% do lucro líquido ajustado nos termos da Lei das Sociedades por Ações, conforme disposto no § 1º do artigo 37 do Estatuto Social da Companhia.

a) Cálculo dos dividendos mínimos obrigatórios

Lucro líquido do exercício	517.154
Constituição da reserva legal (5%)	(25.857)
Base de cálculo	491.297
Dividendos mínimos obrigatórios (25%)	**122.824**

b) Dividendos/juros sobre o capital próprio propostos

Juros sobre o capital próprio, líquidos de IRRF	198.900
Saldo dos dividendos propostos	257.297
Subtotal	456.197
I.R.R.F. dos juros sobre o capital próprio	35.100
Total	**491.297**
Dividendos/juros sobre o capital próprio antes da retenção do imposto de renda, por lote de 1.000 ações **(em R$ 1,00)**:	
Preferenciais classe A	0,773822
Preferenciais classe B	0,698884
Ordinárias	0,698884

O saldo dos dividendos propostos, no valor de R$ 257.297, correspondente a R$ 0,416032 por lote de 1.000 ações preferenciais classe A e R$ 0,394175 por lote de 1.000 ações preferenciais classe B e ordinárias, serão pagos após a deliberação da Assembléia Geral Ordinária que aprovar as Demonstrações Financeiras.

d) Interim Dividends

On March 13, 2003, the Company's Administration Council, making use of the discretionary powers granted by §2 and §4 of article 37 of the Company's by-laws, approved the payment of interim dividends based on profit reserves existing on December 31, 2001, except the legal reserve, in the amount of R$ 184,360, equivalent to R$ 0.357369 per 1,000 class A preferred shares, R$ 0.282431 per 1,000 class B preferred shares and R$ 0.282431 per 1,000 common shares, which were paid on April 15, 2003.

NOTE 20 - PROPOSED DIVIDENDS

During fiscal year 2003, the Company's Administration Council approved credits for interest on capital, as detailed below, in conformity with Law No. 9,249/95 and Resolution CVM No. 207/96:

i. On July 11, 2003, the amount of R$ 144,000, corresponding to R$ 0.2580724924 per thousand class A preferred shares and R$ 0.2206034612 per class B preferred and common shares. According to the Notice to Shareholders published on July 14, 2003, Company's shares started to be negotiated ex-interest on capital as from July 29, 2003 and the interest on capital will be paid as a date which will be communicated to shareholders.

ii. On November 13, 2003, the amount of R$ 90,000, corresponding to R$ 0.162856 per thousand class A preferred share and R$ 0.137877 per thousand class B preferred and common shares. According to the Notice to Shareholders published on November 14, 2003, Company's shares started to be negotiated ex-interest on capital as from November 26, 2003 and the interest on capital will be paid to shareholders on January 2, 2004.

The above-mentioned amounts, net of withholding tax, will be deducted from the dividends for fiscal year 2003.

Interest on capital was recorded as financial expenses and reversed under this same caption and are not being presented in the statement of results for the year, but only on the income tax and social contribution lines because they do not produce any effect on the operating profit.

Minimum mandatory dividends correspond to 25% of the net profit adjusted under the terms of the Corporate Law, as provided in § 1 of article 37 of the Company's by-laws.

a) Calculation of minimum mandatory dividends

Net profit for the year	*517,154*
Set up of legal reserve (5%)	*(25,857)*
Calculation basis	*491,297*
Minimum mandatory dividends (25%)	***122,824***

b) Proposed dividends/interest on capital

Interest on capital, net of IRRF	*198,900*
Balance of dividends proposed	*257,297*
Subtotal	*456,197*
I.R.R.F. on interest on capital	*35,100*
Total	***491,297***
Dividends/interest on capital before retention of income tax, per thousand shares ***(in R$1.00)****:*	
Class A preferred	*0.773822*
Class B preferred	*0.698884*
Common	*0.698884*

The proposed dividends balance of R$ 257,297, corresponding to R$ 0.416032 per thousand class A preferred shares and R$ 0.394175 per thousand class B preferred and common shares, will be paid after the decision made by the Shareholders.

NOTA 21 – DETALHAMENTO DOS GASTOS OPERACIONAIS POR NATUREZA

	Controladora					
	2003					2002
	Custos		Despesas			
	Produção e comercializ.	Serviços Prestados	Despesas com Vendas	Gerais e Administrativas	Total	Total
Pessoal	51.590	4.961	3.221	27.036	86.808	70.873
Material	8.880	132	34	587	9.633	8.725
Serviço de terceiro	27.183	1.331	1.387	19.215	49.116	43.097
Combustível p/ produção energia – CCC	223.129	-	-	-	223.129	216.294
Combustível p/ produção energia – sem subvenção	77.346	-	-	-	77.346	57.293
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	36.263	-	-	-	36.263	36.768
Encargos de uso da rede elétrica	-	-	38.603	-	38.603	7.627
Uso de bem público – UBP	14.539	-	-	-	14.539	15.884
Depreciação e amortização	159.229	-	28	1.492	160.749	158.615
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	-	-	142.949	-	142.949	-
Constituição/Reversão de provisões operacionais, líquidas	(50.127)	-	-	(72.162)	(122.289)	108.903
Seguros	13.205	834	-	19	14.058	11.113
Previdência privada – SB-40	-	-	-	24.993	24.993	25.428
Indenizações trabalhistas	-	-	-	3.398	3.398	8.376
Taxa de fiscalização	-	-	-	4.974	4.974	4.878
Quotas - CCC e CDE	3.431	-	-	-	3.431	1.914
Contribuições e doações	1.397	30	306	2.374	4.107	3.372
Outras despesas	1.820	(21)	4.616	10.094	16.509	11.134
	567.885	**7.267**	**191.144**	**22.020**	**788.316**	**790.294**

	Consolidado					
	2003					2002
	Custos		Despesas			
	Produção e comercializ.	Serviços Prestados	Despesas com Vendas	Gerais e Administrativas	Total	Total
Pessoal	51.741	4.961	3.221	28.791	88.714	72.002
Material	9.298	132	34	604	10.068	9.637
Serviço de terceiro	30.131	1.331	1.393	21.434	54.289	44.729
Combustível p/ produção energia – CCC	223.129	-	-	-	223.129	216.294
Combustível p/ produção energia – sem subvenção	77.346	-	-	-	77.346	57.293
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	46.099	-	-	-	46.099	43.810
Encargos de uso da rede elétrica	-	-	61.683	-	61.683	20.216
Uso de bem público – UBP	14.539	-	-	-	14.539	15.884
Depreciação e amortização	197.546	-	28	8.755	206.329	189.877
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	-	-	143.720	-	143.720	-
Constituição/Reversão de provisões operacionais, líquidas	(49.762)	-	-	(71.770)	(121.532)	108.903
Seguros	14.412	834	-	19	15.265	12.106
Previdência privada – SB-40	-	-	-	24.993	24.993	25.428
Indenizações trabalhistas	-	-	-	3.398	3.398	8.376
Taxa de fiscalização	-	-	-	6.429	6.429	4.878
Quotas - CCC e CDE	3.431	-	-	-	3.431	1.914
Contribuições e doações	1.448	30	306	2.549	4.333	3.372
Outras despesas	2. 102	(21)	4.617	10.632	17.330	11.980
	621.460	**7.267**	**215.002**	**35.834**	**879.563**	**846.699**

NOTE 21 - DETAILS OF OPERATING COSTS AND EXPENSES

	Parent Company					
	2003					2002
	Costs		Expenses			
	Production	Services	Selling	General and Administrative	Total	Total
Personnel	51,590	4,961	3,221	27,036	86,808	70,873
Material	8,880	132	34	587	9,633	8,725
Third-party services	27,183	1,331	1,387	19,215	49,116	43,097
Fuel for electric energy production – CCC	223,129	-	-	-	223,129	216,294
Fuel for electric energy production – without subsidy	77,346	-	-	-	77,346	57,293
Payment for use of water resources	36,263	-	-	-	36,263	36,768
Electricity network usage charges	-	-	38,603	-	38,603	7,627
Use of public assets – UBP	14,539	-	-	-	14,539	15,884
Depreciation and amortization	159,229	-	28	1,492	160,749	158,615
Provision for doubtful accounts	-	-	142,949	-	142,949	-
Set-up/Reversal of operating provisions, net	(50,127)	-	-	(72,162)	(122,289)	108,903
Insurance	13,205	834	-	19	14,058	11,113
Private pension – SB-40	-	-	-	24,993	24,993	25,428
Labor indemnity	-	-	-	3,398	3,398	8,376
Inspection fee	-	-	-	4,974	4,974	4,878
CCC e CDE	3,431	-	-	-	3,431	1,914
Contributions and donations	1,397	30	306	2,374	4,107	3,372
Other expenses	1,820	(21)	4,616	10,094	16,509	11,134
	567,885	**7,267**	**191,144**	**22,020**	**788,316**	**790,294**

	Consolidated					
	2003					2002
	Costs		Expenses			
	Production	Services	Selling	General and Administrative	Total	Total
Personnel	51,741	4,961	3,221	28,791	88,714	72,002
Material	9,298	132	34	604	10,068	9,637
Third-party services	30,131	1,331	1,393	21,434	54,289	44,729
Fuel for electric energy production – CCC	223,129	-	-	-	223,129	216,294
Fuel for electric energy production – without subsidy	77,346	-	-	-	77,346	57,293
Payment for use of water resources	46,099	-	-	-	46,099	43,810
Electricity network usage charges	-	-	61,683	-	61,683	20,216
Use of public assets – UBP	14,539	-	-	-	14,539	15,884
Depreciation and amortization	197,546	-	28	8,755	206,329	189,877
Provision for doubtful accounts	-	-	143,720	-	143,720	-
Set-up/reversal of operating provisions, net	(49,762)	-	-	(71,770)	(121,532)	108,903
Insurance	14,412	834	-	19	15,265	12,106
Private pension – SB-40	-	-	-	24,993	24,993	25,428
Labor indemnity	-	-	-	3,398	3,398	8,376
Inspection fee	-	-	-	6,429	6,429	4,878
CCC e CDE	3,431	-	-	-	3,431	1,914
Contributions and donations	1,448	30	306	2,549	4,333	3,372
Other expenses	2,102	(21)	4,617	10,632	17,330	11,980
	621,460	**7,267**	**215,002**	**35,834**	**879,563**	**846,699**

NOTA 22 – ARRENDAMENTO MERCANTIL

A Companhia utiliza operações de arrendamento mercantil para a renovação de seu parque de informática (microcomputadores). Os contratos atualmente existentes envolvem 208 equipamentos, representando cerca de 40% do total.
O prazo de arrendamento é de 36 meses e a aquisição dos bens pela arrendatária está contratualmente assegurada pelo valor de R$ 1,00.
O saldo das contraprestações a pagar, em 31.12.2003, é de R$ 674, dos quais R$ 345 têm vencimento em 2004 e R$ 329, nos próximos exercícios. O montante das contraprestações reconhecidas no resultado do exercício de 2003 é de R$ 255.

NOTA 23 – INSTRUMENTOS FINANCEIROS

a) Gestão de risco
a.1) Risco de Mercado
A utilização de instrumentos financeiros, pela Companhia, tem como objetivo proteger seus ativos e passivos, minimizando a exposição a riscos de mercado, principalmente no que diz respeito às oscilações de taxas de juros, índices de preços e moedas. Estes riscos são monitorados pelo Comitê de Gestão Financeira, que periodicamente avalia a exposição da Companhia e propõe estratégias operacionais, sistema de controle, limites de posição e limites de crédito com os demais parceiros do mercado.
A Companhia tem registrado em seus livros operações de swap de taxa de juros no mercado internacional ficando passiva à taxa fixa média de 5,272% a.a. e ativa em Libor US$ seis meses, com início de fluência em 15.10.2001 e término em 15.04.2006, com valor de principal de US$ 13.810 mil, equivalente a R$ 39.900 em 31.12.2003, amortizado semestralmente a partir de 15.04.2003. No exercício de 2003, essa operação gerou despesa de R$ 1.734 (R$ 1.482 em 2002), devidamente reconhecida nas demonstrações financeiras.
a.2) Risco de Crédito
Nos contratos bilaterais de longo prazo e nos contratos iniciais de compra e venda de energia, efetuada com as distribuidoras, a Companhia busca minimizar o seu risco de crédito através da utilização de um mecanismo de constituição de garantias envolvendo os recebíveis de seus clientes. Esse mecanismo já se mostrou eficaz quando houve necessidade de utilizá-lo, evitando prejuízos à Companhia.
A partir de 2003, com a redução das vendas de energia elétrica vinculadas aos contratos iniciais, conjugado com a entrada em operação de novas usinas, a Companhia deu inicio à ampliação de sua carteira de clientes, focando clientes industriais, os Chamados Consumidores livres. Para minimizar o risco de crédito diante desses parceiros comerciais foi criada, na Companhia, a área de crédito, cujo escopo do trabalho compreende a análise prévia e o estabelecimento, em conjunto com o Comitê de Crédito, de limite de crédito e garantias a serem exigidas das contrapartes.
Nas operações no mercado financeiro, a Companhia também possui limites de crédito com as instituições financeiras, os quais são revisados periodicamente pelo seu Comitê de Gestão Financeira, com base em avaliação interna e em ratings divulgados pelas agências classificadoras de risco.

b) Valor de mercado
Nas operações envolvendo instrumentos financeiros, somente nos empréstimos e financiamentos foram identificadas diferenças significativas entre os valores de mercado e os valores contábeis, principalmente em virtude de estes instrumentos financeiros possuírem prazos de liquidação bastante alongados e custos significativamente baixos em relação às taxas praticadas atualmente para contratos similares. Na determinação dos valores de mercado, a administração da Companhia utilizou fluxos de caixa futuros descontados a taxas julgadas adequadas para operações semelhantes, ou cotações do mercado internacional, quando disponíveis.

	Controladora			
	2003		2002	
	Contábil	Mercado	Contábil	Mercado
Empréstimos e encargos em moeda estrangeira	881.287	857.916	1.101.154	943.396
Empréstimos e encargos em moeda nacional	435.945	414.117	766.637	748.999
	1.317.232	**1.272.033**	**1.867.791**	**1.692.395**

Nas controladas, as operações envolvendo instrumentos financeiros não apresentam diferenças relevantes entre os valores médios de mercado e os valores apresentados nas demonstrações financeiras.

NOTE 22 - LEASING

The Company makes use of leasing to renew its information technology equipment (microcomputers). The existing contracts involve 208 items of equipment, representing around 40% of the total.
The leasing term is 36 months and the acquisition of the assets from the leasing company is assured in contract in the amount of R$ 1.00.
As of December 31, 2003, the balance of installments payable is R$ 674, of which R$ 345 mature in 2004 and R$ 329 in the following years. The amount of installments recognized in the results for fiscal year 2003 is R$ 255.

NOTE 23 - FINANCIAL INSTRUMENTS

a) Risk Management

a.1) Market Risk

The use of financial instruments by the Company, has as an objective the protection of its assets and liabilities, thereby minimizing its exposure to market risks, especially in respect of variation of interest rates, price indices and currencies. These risks are followed-up by the Finance Management Committee which, periodically appraises the Company exposure and proposes operating strategies, control systems, position limits and credit limits with the other market partners.
The Company contracted interest rate swap operations in the international market at the average rate of 5.272% p.a. (liability) and at the Libor six months US$ rate (asset), for the floating period from October 15, 2001 to April 15, 2006, being the initial principal value of US$ 13,810, equivalent to R$ 39,900 in December 31, 2003, amortized on a half-yearly basis as from April 15, 2003. During fiscal year 2003, this operation generated an expense in the amount of R$ 1,734(R$ 1,482 in 2002), which was recognized in the financial statements.

a.2) Credit Risk

In long-term bilateral contracts and in initial contracts for the purchase and sale of energy, entered into with the distributors, the Company endeavors to minimize its credit risk by using a mechanism of guarantees on receivables. Such mechanism has proved effective when there was a need to use it, preventing losses for the Company.
As from 2003, with the reduction of the electric energy sales related to the initial contracts, jointly with the commencement of operations of the new power stations, the Company started to extend its customers' portfolio, focusing on industrial customers, the so-called free-consumers. To minimize the credit risk with such commercial partners, a credit area was implemented in the Company, whose work scope comprises the previous analysis and the joint establishment, with the credit Committee of the credit limit and guarantees to be required from the counterparts.
The Company also has credit limits for operations with institutions on the financial market. The Finance Management Committee periodically reviews these limits.

b) Market value

Material differences were identified in the Parent Company, between market values and accounting values only for loans and financing, because these financial instruments have long settlement terms and low costs when compared to the rates currently practiced for similar contracts or international market quotations whenever available. In determining market values, the administration of the Company used future cash flows discounted at rates considered adequate for similar operations for international market quotations, when available.

	Parent Company			
	2003		2002	
	Accounting	Market	Accounting	Market
Foreign currency denominated loans	881,287	857,916	1,101,154	943,396
Local currency loans	435,945	414,117	766,637	748,999
	1,317,232	**1,272,033**	**1,867,791**	**1,692,395**

In the subsidiaries, the transactions involving financial instruments do not present relevant differences between the average market values and the amounts presented in the financial statements.

NOTA 24 – TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

A Companhia possui contratos com suas controladas e com sua controladora indireta, conforme a seguir especificados:

Itá Energética S.A. – ITASA
Contrato de Prestação de Serviços de Operação e Manutenção da Usina Hidrelétrica ITÁ, pela Companhia, celebrado, no âmbito do Consórcio Itá, em 11.09.1998, com vigência até 16.10.2030, cujos valores são reajustáveis anualmente pelo índice IGP-M.
Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica, celebrado em 15.01.2001, com o objetivo de regular a compra, pela Companhia, de 61 MW médios de energia de propriedade da ITASA na Usina Hidrelétrica Itá, sendo regido pela legislação aplicável e pelas regras de mercado, com vigência até 16.10.2030, reajustado anualmente pela variação do dólar mais inflação norte-americana.
Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica, celebrado em 15.01.2001, com o objetivo de regular a compra, pela Companhia, de 167 MW médios de energia de propriedade da ITASA na Usina Hidrelétrica Itá, sendo regido pela legislação aplicável e pelas regras de mercado, com vigência até 16.10.2030, reajustado anualmente pelo IGP-M.
Em 20.02.2003, a Companhia assinou aditivos aos Contratos de Compra e Venda de Energia Elétrica, com vigência para o período de fevereiro de 2003 a janeiro de 2004, que têm por finalidade o reajuste, em caráter extraordinário, do preço da energia contratada, para fazer face à exposição da ITASA no MAE, no período de junho de 2001 a fevereiro de 2002, relativamente à 1ª liquidação ocorrida em 30.12.2002.
Na mesma data de 20.02.2003, a Companhia celebrou Termo de Compromisso visando à antecipação do pagamento dos reajustes extraordinários previstos nos aditivos aos contratos mencionados acima, com taxa de desconto de 0,949% a.m. sobre o valor total do reajuste extraordinário, tendo sido pago à ITASA, a título de adiantamento, o montante de R$ 65.734, dos quais R$ 61.456 foram baixados através de encontro de contas com os faturamentos do reajuste extraordinário relativo aos meses de fevereiro a dezembro de 2003, restando R$ 4.278 pendentes em 31.12.2003, na rubrica “Adiantamento a Fornecedores”.
Em 26.06.2003, a Companhia assinou novos aditivos aos Contratos de Compra e Venda de Energia Elétrica, com vigência para o período de fevereiro de 2004 a janeiro de 2005, e novo Termo de Compromisso de antecipação de pagamento, nas mesmas condições do anteriormente assinado, para fazer face ao saldo da exposição da ITASA no MAE, cuja liquidação ocorreu em 03.07.2003. Em decorrência destes novos instrumentos contratuais, a Companhia antecipou à ITASA, em 04.07.2003, o montante de R$ 58.453, dos quais R$ 53.807 estão registrados no ativo circulante e R$ 4.646 no realizável a longo prazo.

Companhia Energética Meridional – CEM
Contrato firmado em 09.04.1999, aditado em 15.04.1999 e 09.11.2002, com vigência por prazo indeterminado, que tem por finalidade a prestação de serviços de administração operacional, em virtude da CEM não possuir quadro próprio de empregados. O valor contratual é reajustado anualmente pelo IGP-M.
Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica, firmado em 05.01.2001, aditado em 06.03.2001 e 09.08.2002, com vigência até 2015, para aquisição da energia elétrica produzida na UHE Cana Brava. O contrato estabelece a aquisição, pela Companhia, nos montantes anuais de 1.125.616 MWh, 2.189.036 MWh e 2.395.903 MWh, a partir dos meses de outubro de 2002, novembro de 2002 e dezembro de 2002, respectivamente. O valor contratual é reajustado anualmente pelo IGP-M.
Contrato de Operação e Manutenção da UHE Cana Brava, celebrado em 05.01.2001, aditado em 09.03.2001 e 01.06.2002, com vigência até o término da concessão da usina e valores reajustáveis anualmente pelo IGP-M, através do qual a Companhia se obriga a operar e efetuar as manutenções do empreendimento.

Lages Bioenergética Ltda.
Contrato firmado em 02.01.2003, com vigência por prazo indeterminado, que tem por finalidade a prestação de serviços de administração operacional, em virtude da Lages não possuir quadro próprio de empregados. O valor contratual é reajustado anualmente pelo IGP-M.

Contrato com a Suez-Tractebel S.A. (Controladora Indireta)
Em 02.05.2002, a Companhia celebrou contrato com a Suez-Tractebel S.A. (atual denominação da Tractebel S.A.), sua controladora indireta, com sede em Bruxelas, Bélgica, cujo objeto é a prestação de serviços de consultoria em assuntos específicos por parte daquela empresa. A contratação foi aprovada por unanimidade pelos acionistas minoritários da Companhia, em AGE realizada em 29.04.2002, tendo o acionista controlador renunciado ao direito de voto. O prazo do contrato é de 36 meses, condicionada a sua revalidação, pelos acionistas minoritários, a cada período de 12 meses, em Assembléia convocada para esse fim. O valor dos honorários durante a vigência do contrato está limitado ao montante anual não cumulativo de 1.500.000 EUROS, devendo os serviços executados e respectivos honorários ser submetidos ao conhecimento do Conselho Fiscal da Companhia, no qual tem assento um membro eleito pelos acionistas minoritários.

NOTE 24 - TRANSACTIONS WITH RELATED PARTIES

The Company has contracts with its subsidiaries and with its indirect parent, as follows:

Itá Energética S.A. – ITASA

Services rendering contract for the operation and maintenance by the Company of Usina Hidrelétrica ITÁ, signed under the terms of Consortium ITÁ, on September 11, 1998, to be effective until October 16, 2030, the values of which are adjusted annually by the IGPM index.

Agreement for purchase and sale of electric energy, made on January 15, 2001, to establish the terms of the purchase, by the Company, of an average 61 of MW of energy from ITASA at UHE Itá, governed by pertinent legislation and market rules, effective until October 16, 2030, and annually adjusted based dollar exchange variation plus American inflation.

Agreement for purchase and sale of electric energy, made on January 15, 2001, to establish the terms of the purchase, by the Company, of an average of 167 MW of energy from ITASA at UHE Itá, governed by pertinent legislation and market rules, effective until October 16, 2030, and annually adjusted based on the IGP-M.

On February 20, 2003, the Company signed some amendments to the Electric Energy Purchase and Sale Contracts, effective from February 2003 to January 2004, having as an objective the extraordinary readjustment of the contracted energy price, to cover the exposure of ITASA on the MAE in the period June 2001 to February 2002, with respect to the 1st liquidation which occurred on December 30, 2002.

Also on February 20, 2003, the Company executed the Term of Assignment aiming at advancing the payment of extraordinary readjustments foreseen in the amendments to the above-mentioned contracts, at the discount rate of 0.949% p.m., on the total amount of the extraordinary readjustment, paying to ITASA the amount of R$ 65,734 as advance, of which R$ 61,456 was compensated through settlement of accounts with the billings of the extraordinary readjustment for the months February to December 2003. R$ 4,278 remained outstanding as of December 31, 2003, under the caption "Advance to Suppliers".

On June 26, 2003, the Company signed new amendments to the Contract for Purchase and Sale of Electric Energy, effective from February 2004 to January 2005, and the new Term of Assignment for the Advance of Payment, on the same conditions of the previously signed term, to cover ITASA exposure on the MAE, whose liquidation occurred on July 03, 2003. As a result of these new contractual instruments, the Company advanced to ITASA, on July 4, 2003, the amount of R$ 58,453, of which R$ 53,807 is recorded in current assets and R$ 4,646 in long-term assets.

Companhia Energética Meridional – CEM

Contract signed on April 9, 1999, amended on April 15, 1999 and November 9, 2002, effective for unlimited time for rendering administrative operational services, since CEM does not have personnel of its own. The contract value is adjusted annually based on the IGP-M.

Agreement for Purchase and Sale of Electric Energy, made on January 5, 2001, amended on March 6, 2001 and August 9, 2002, valid up to 2015, for acquisition of electric energy generated by UHE Cana Brava. The agreement establishes the acquisition, by the Company, of annual amounts of 1,125,616 MWh, 2,189,036 MWh and 2,395,903 MWh, from October 2002, November 2002 and December 2002, respectively. The contract value is adjusted annually based on the IGP-M.

Agreement for UHE Cana Brava Operation and Maintenance, made on January 5, 2001, amended on March 9, 2001 and June 1, 2002, valid until the end of the power plant concession, and annually adjusted based on the IGP-M, whereby the Company shall be responsible for the power plant's operation and maintenance services.

Lages Bioenergética Ltda.

Contract executed on January 02, 2003, effective for unlimited time, for the purpose of rendering operational administration services because Lages does not have its own workforce. The contractual value is annually readjusted by the IGP-M.

Contract with Suez-Tractebel S.A. (Indirect Parent Company)

On May 02, 2002, the Company entered into a contract with Suez-Tractebel S.A. (present name of Tractebel S.A.) its indirect parent, based in Brussels, Belgium, whose object is the rendering of specific consulting services by that company. The engagement was unanimously decided by the minority shareholders in an EGM held on April 29, 2002, having the controlling shareholder renounced its voting right. The term of the contract is 36 months, subject to revalidation by the minority shareholders, at each 12-month period in a meeting called for this purpose. The amount of fees during the validity of the contract is limited to the annual non-cumulative amount of 1,500,000 euros. The services must be performed and the respective fees have to be submitted to the Company's Fiscal Council, where a member elected by the minority shareholders has a seat.

Os valores reconhecidos em contas patrimoniais e de resultado estão abaixo indicados:

	Controladora						
	2003						2002
	Tractebel EGI Ltda.	Lages Bioenergética Ltda.	Suez-Tractebel S.A.	Cia Energética Meridional	Itá Energética S.A.	Total	Total
Ativo							
Contas a receber	649	118	-	53.249	60.685	114.701	2.766
Passivo							
Fornecedores	-	-	-	26.746	11.825	38.571	24.472
Dividendos e juros sobre o capital próprio	357.234	-	-	-	-	357.234	-
Resultado							
Receita operacional							
Receitas de serviços:							
Administração	-	84	-	536	-	620	316
Operação e manutenção	-	-		2.060	8.036	10.096	7.248
Despesa operacional							
Compra energia	-	-	-	206.024	206.466	412.490	146.163
Consultoria	-	-	6.521	-	-	6.521	-
Financeiro							
Receita	-	-	-	-	6.745	6.745	143
Despesa	-	-	-	-	-	-	4.752

NOTA 25 – GARANTIAS A TERCEIROS

Itá Energética S.A. – ITASA

A Companhia e demais acionistas da ITASA são intervenientes nos contratos firmados entre a investida e o BNDES e outros agentes financeiros, vinculados à construção da UHE Itá. As intervenientes deram, em caução, a totalidade das ações de emissão da ITASA, de suas propriedades, até a liquidação final de todas as obrigações assumidas nos referidos contratos. A dívida em 31.12.2003 totaliza R$ 671.828 (R$ 716.889 em 31.12.2002).

A ITASA, para assegurar o pagamento das obrigações decorrentes dos contratos acima citados, deu as seguintes garantias ao BNDES e aos Agentes Financeiros: a) Penhor de Direitos Emergentes da Concessão para a exploração da UHE Itá; e b) Penhor de Direitos Creditórios decorrentes dos Contratos de Compra e Venda de Energia Elétrica celebrados com suas investidoras.

Companhia Energética Meridional – CEM

A Tractebel Energia é interveniente no Contrato de Subscrição e Integralização de Debêntures não Conversíveis em Ações nº 98.2.654.3.1 e no Contrato de Financiamento Mediante Abertura de Crédito nº 98.2.654.3.3, celebrados entre a controlada CEM e o BNDES, o primeiro em 19.05.1999, e aditado em 25.05.1999, e o segundo em 05.04.2000. Também é interveniente no Contrato de Empréstimo n° 1260/OC/BR firmado em 08.12.2000 e aditado em 06.03.2001, com o Banco Interamericano de Desenvolvimento – BID, tendo assumido, com ambos os agentes financeiros, as seguintes principais obrigações em relação aos contratos:

- garantir o pagamento antecipado nas seguintes hipóteses exclusivas: a) de extinção da concessão por motivo imputável à CEM, aos intervenientes ou suas controladas, coligadas ou controladoras; e b) celebração de acordo com o Poder Concedente pela CEM, pelos intervenientes ou por qualquer uma de suas controladas, coligadas ou controladoras, visando à extinção da concessão;
- ceder ao BNDES e ao BID quaisquer valores resultantes de indenização recebida em função da extinção da concessão da UHE Cana Brava, pelo Poder Concedente.

Além das obrigações acima especificadas, a Tractebel Energia deu ao BNDES e ao BID, em caução, a totalidade das ações de sua propriedade, representativas do capital social da CEM, até a liquidação final de todas as obrigações assumidas nos referidos contratos. A dívida em 31.12.2003 totaliza R$ 627.294 (R$ 737.559 em 31.12.2002).

A CEM cedeu os recebíveis decorrentes da geração e da comercialização provenientes da Usina Hidrelétrica Cana Brava, em garantia de pagamento de seus empréstimos e financiamentos.

The amounts recorded in the balance sheet accounts and results of operations are as follows:

	Parent Company						
	2003						2002
	Tractebel EGI Ltda.	Lages Bioenergica Ltda.	Suez-Tractebel S.A.	Cia Energética Meridional	Itá Energética S.A.	Total	Total
Assets							
Accounts receivable	649	118	-	53,249	60,685	114,701	2,766
Liabilities							
Suppliers	-	-	-	26,746	11,825	38,571	24,472
Dividends and interest on shareholders' equity	357,234	-	-	-	-	357,234	-
Income							
Operational revenue							
Service revenue							
Administration	-	84	-	536	-	620	316
Maintenance and operation	-	-		2,060	8,036	10,096	7,248
Operational expense							
Electric energy purchase	-	-	-	206,024	206,466	412,490	146,163
Consulting	-	-	6,521	-	-	6,521	-
Financial							
Revenue	-	-	-	-	6,745	6,745	143
Expense	-	-	-	-	-	-	4,752

NOTE 25 – GUARANTEES GIVEN TO THIRD PARTIES

Itá Energética S.A. – ITASA

The Company and other ITASA's shareholders are guarantors in the financing contracts signed between the investee and the BNDES and other Financial Agents, related to the construction of UHE Itá. The guarantors gave, as guarantee, the totality of shares issued by ITASA, owned by them, until the final settlement of all obligations undertaken in the said contracts. As of December 31, 2003 the loans due amounted to R$ 671,828 (R$ 716,889 as of December 31, 2002).
To guarantee payment of the obligations deriving from the above-mentioned contracts, ITASA gave the following guarantees to the BNDES and to the financing agents: a) collateral of the Emerging Rights for the Concession to operate UHE; and b) collateral of the Credit rights deriving from the Electric Energy Buy and Sell Contracts signed with its investees.

Companhia Energética Meridional – CEM

Tractebel Energia is intervenient in the Contract for the Subscription and Payment of Non-convertible Debentures No. 98.2.654.3.1 and in the Contract for Financing through the Opening of Credit no. 98.2.654.3.3, entered into by the subsidiary CEM and the BNDES, the first on May 19, 1999, and amended on May 25, 1999, and the second on April 5, 2000. It is also intervenient in the Loan Contract no. 1260/OC/BR executed on December 8, 2000 and amended on March 6, 2001, with the Inter-American Development Bank – BID, having undertaken, with both financial agents the following main duties with respect to the contracts:

- To guarantee the advanced payment in the following exclusive cases: a) termination of the concession for reason imputable to CEM, to the intervenients or their subsidiaries, related parties or parent companies; and b) execution of an agreement by CEM, by the intervenient or by any one of their subsidiaries, related parties or parent companies with the Granting Power, aiming at terminating the concession;
- To assign to the BNDES or to the BID any amounts received in indemnification for the termination of the concession UHE Cana Brava by the Granting Power.

In addition to the above-mentioned obligations, Tractebel Energia gave to the BNDES and BID, in guarantee, the totality of shares owned, representative of CEM capital, until the final liquidation of all obligations undertaken in said contracts. The debt as of December 31, 2003 totals R$ 627,294 (R$ 737,559 as of December 31, 2002).
CEM assigned the receivables resulting from the generation and trading arising from the Cana Brava Hidro-electric Power Station in guarantee of payment of its loans and financing.

Lages Bioenergética Ltda.
A Companhia é interveniente fiadora no Contrato de Abertura de Crédito Fixo celebrado entre a Lages Bioenergética e o Banco Regional de Desenvolvimento do Extremo Sul – BRDE, em 25.07.2003, tendo cedido, em caução, as quotas de participação no capital social da controlada, de sua propriedade, até a liquidação final de todas as obrigações assumidas no referido contrato. A dívida em 31.12.2003 totaliza R$ 33.247.
A Lages Bioenergética, para assegurar o pagamento das obrigações decorrentes do contrato acima citado, cedeu em garantia os recebíveis decorrentes da comercialização da energia elétrica proveniente da Unidade de cogeração.

NOTA 26 – SEGUROS

A Companhia possui apólice de seguros abrangente de riscos operacionais com valor declarado para danos materiais de US$ 3.335.761 mil, equivalentes a R$ 9.637.681 em 31.12.2003, e de lucro cessante com valor declarado de US$ 388.900 mil, equivalentes a R$ 1.123.610 em 31.12.2003. O limite máximo combinado para indenização de danos materiais e lucros cessantes é de US$ 150.000 mil, equivalentes a R$ 433.380 em 31.12.2003, por evento.
A apólice e os valores acima se referem aos bens do patrimônio da Companhia. A partir de 19.12.2003 a UHE Cana Brava, cuja concessão pertence à controlada CEM, foi incluída na apólice da Tractebel Energia com valor declarado para danos materiais de US$ 320.000 mil, equivalentes a R$ 924.544 em 31.12.2003, e lucro cessante de US$ 35.500 mil, equivalentes a R$ 102.567 em 31.12.2003, através do endosso nº 1095000026.
A controlada CEM mantém a cobertura de manutenção ampla pelo período de dois anos após a entrada em operação da 3ª unidade da usina, cuja data, prevista na apólice foi 15.01.2003.
Além dessas coberturas, a Companhia possui apólices de responsabilidade civil com cobertura de US$ 25.000 mil (1º risco) e US$ 25.000 mil (2º risco), equivalentes ao total de R$ 144.460 em 31.12.2003. Estas apólices incluem a UHE Itá, construída e explorada em consórcio com a controlada em conjunto ITASA.
A controlada Lages Bioenergética Ltda. possui seguro de Riscos de Engenharia com cobertura de obras civis em construção, instalação e montagem, inclusive na fase de testes e durante 12 meses de manutenção ampla, bem como a cobertura de responsabilidade civil geral e cruzada, com as seguintes vigências:
- Obras civis em construção/instalação e montagem – 01.11.2002 a 31.12.2003
- Testes – 28.11.2003 a 12.12.2004
- Manutenção – 12.02.2004 a 12.02.2005

Os limites máximos de indenização são os seguintes:
- Obras civis em construção/instalação e montagem – R$ 44.712
- Responsabilidade civil geral e cruzada – R$ 1.806

NOTA 27 – CONTRATOS DE LONGO PRAZO

Além dos contratos com sociedades controladas e com a controladora indireta citados na Nota 24, a Companhia possui direitos e compromissos de longo prazo, dentre os quais se destacam:

a) Contrato de Conexão
Em conformidade com a Lei nº 9.648/98 e Decreto nº 2.655/98, estabelecendo que o acesso e uso dos sistemas de transmissão de energia elétrica sejam contratados separadamente da compra e venda de energia propriamente dita, a Companhia, em 20 de agosto de 1998, assinou o Contrato de Conexão com a Empresa Transmissora de Energia Elétrica do Sul do Brasil S.A. – ELETROSUL, com vigência a partir de 1º de setembro de 1998.

b) Contrato de Uso do Sistema de Transmissão
A Companhia firmou contrato de uso do sistema de transmissão, de acordo com a Lei nº 9.648/98 e Decreto nº 2.655/98, com a Empresa Transmissora de Energia Elétrica do Sul do Brasil S.A. – ELETROSUL, garantindo o uso da Rede Básica para entrega da energia elétrica vendida através dos Contratos Iniciais. O contrato tem vigência a partir de 1º de setembro de 1998 e os encargos decorrentes serão integralmente atribuídos às concessionárias de distribuição, conforme Resolução ANEEL nº 248, de 07 de agosto de 1998, não representando, portanto, ônus para a Companhia.
Para atender os contratos de venda da energia elétrica liberada dos Contratos Iniciais e da energia elétrica oriunda das usinas que entraram em operação comercial a partir de 01.01.2002, a Companhia celebrou contratos com o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, através dos quais assumiu 50% dos custos de transmissão, ficando os 50% restantes sob a responsabilidade das concessionárias distribuidoras. Os custos, para a Companhia, totalizaram R$ 33.617 em 2003 (R$ 3.517 em 2002).

Lages Bioenergética Ltda.
The Company is intervenient guarantor in the Contract for the Opening of a Fixed Credit, entered into between Lages Bioenergética and the Banco Regional do Estremo Sul – BRDE, on July 25, 2003, having assigned, in guarantee, the capital quotas in the subsidiary, of its own property, up to the final settlement of the obligations undertaken in said contract. As of December 31, 2003, the debt totals R$ 33,247.
In order to assure the payment of obligations arising from the above-mentioned contract, Lages Bioenergética assigned the guarantee of accounts receivable resulting from the use of electric energy, originated by the Cogeneration Unit.

NOTE 26 - INSURANCE

The Company has an insurance policy to cover operational risks with a declared value of US$ 3,335,761, equivalent to R$ 9,637,681 as at December 31, 2003, and to cover the loss of profits with a declared value of US$ 388,900, equivalent to R$ 1,123,610 as at December 31, 2003. The maximum agreed limit, per event, for the compensation for damage and loss of profit amounts to US$ 150,000, equivalent to R$433,380 as of December 31, 2003.
The policy and the above amounts refer to the Company's properties. Starting December 19, 2003, UHE Cana Brava, whose concession is held by the subsidiary CEM, was included in the Tractebel Energia policy with the stated value for damages of US$ 320,000, equivalent to R$ 924,544 as of December 31, 2003, and loss of profit of US$ 35,500, equivalent to R$ 102,567 as of December 31, 2003, through endorsement No. 1095000026.
The subsidiary CEM maintains coverage for extensive maintenance for the two-year period after starting the operation of the 3rd unit of the power station, whose date, as foreseen in the policy was January 15, 2003.
In addition to the above coverage the Company has civil liability policies with a US$ 25,000 (1st risk) and US$25,000 (2nd risk), equivalent to the total of R$ 144,460 as of December 31, 2003. These policies include UHE Itá, constructed and managed in consortium with the joint-subsidiary ITASA.
Subsidiary Lages Bioenergética Ltda. has insurance against engineering risks, covering construction in progress, installation and assembly, including the test stage and during 12 months for extensive maintenance, as well as coverage against general and other civil liability, with the following duration:
- Civil construction/installation and assembly – November 1, 2002 to December 31, 2003
- Tests – November 28, 2003 to December 12, 2004
- Maintenance – December 2, 2004 to December 12, 2005
The maximum limits for indemnity are the following:
- Construction in progress/installation and assembly – R$ 44,712
- General and other civil liability – R$ 1,806

NOTE 27 - LONG-TERM CONTRACTS

In addition to the contracts with the subsidiaries and with the indirect parent company mentioned in Note 24, the Company has long-term rights and commitments, mainly as follows:

a) Connection Contracts
In conformity with Law no. 9,648/98 and Decree No. 2,655/98, establishing that the access and use of the electric energy transmission systems should be contracted separately from the purchase and sale of the energy itself, on August 20, 1998, the Company signed the Contract of Connection with the Empresa Transmissora de Energia Elétrica do Sul do Brazil S.A. - ELETROSUL, effective as from September 1, 1998.

b) Contract for Use of the Transmission System
The Company entered into a contract for use of the transmission system, in accordance with Law no. 9,648 and Decree No. 2,655/98, with Empresa Transmissora de Energia Elétrica do Sul do Brazil S.A. – Eletrosul, guaranteeing the use of the Basic Network for delivery of electric energy sold through the Initial Contracts. The contract is effective as from September 1, 1998 and the resulting charges would be fully attributed to the distribution concessionaires, as per Resolution ANEEL No. 248 of August 7, 1998, not representing, therefore, onus for the Company.
In order to meet the contracts for the sale of electric energy released from the initial contracts and the electric energy produced by the power stations that started commercial operation as from January 1, 2002, the Company entered into contracts with the National Operator of the Electric System – ONS, through which it assumed 50% of the transmission costs, the other 50% remaining under the responsibility of the distribution concessionaires. The costs for the Company aggregated R$ 33,617 in 2003 (R$ 3,517 in 2002).

c) Contratos Iniciais de Compra e Venda de Energia Elétrica
A Companhia celebrou, com base na Lei 9.648/98, artigo 10 e nas normas do GCOI, os Contratos Iniciais de Compra e Venda de Energia Elétrica com as concessionárias abaixo relacionadas, os quais estão sendo reduzidos em 25% ao ano, a partir de 2003, até a completa extinção em 31.12.2005. As quantidades abaixo indicadas referem-se aos saldos contratuais para suprimento no período de 01.01.2004 a 31.05.2005:

- Rio Grande Energia S.A. – RGE: – Total de 2.224.716 MWh;
- Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A. – CELESC: – Total de 7.681.194 MWh;
- Companhia Estadual de Energia Elétrica – CEEE: – Total de 809.586 MWh;
- Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A. – ENERSUL: – Total de 1.856.124 MWh;
- Furnas Centrais Elétricas S.A.: – Total de 3.442.386 MWh;
- AES Sul – Distribuidora Gaúcha de Energia S.A.: – Total de 2.586.726 MWh.

d) Contratos Bilaterais de Venda de Energia Elétrica
A energia não comprometida com os Contratos Iniciais, inclusive a que está sendo liberada daqueles contratos a partir de 2003, vem sendo contratada com empresas distribuidoras e consumidores livres. Desta forma, a Companhia possui, entre outros, os seguintes principais contratos para venda de energia elétrica:

- Rio Grande Energia S.A. – RGE: Período de 01.01.2004 a 31.12.2014 – Total de 41.799.609 MWh;
- Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A. – CELESC: Período de 01.01.2004 a 31.12.2008 Total de 32.233.468 MWh;
- Companhia Paulista de Força e Luz e Companhia Piratininga de Força e Luz: Período de 01.01.2004 a 31.12.2010 – Montante global de 17.243.869 MWh;
- Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A. – CELESC: Período de 01.01.2004 a 31.12.2007 – Total de 526.023 MWh;
- Companhia Paulista de Força e Luz: Período de 01.01.2004 a 31.12.2005 – Total de 2.016.448 MWh; e 01.01.2004 a 31.12.2007 – Total de 140.224 MWh;
- Light Serviços de Eletricidade S.A.: Período de 01.01.2004 a 31.12.2005 – Total de 175.410 MWh; e 01.01.2004 a 31.12.2007 – Total de 1.332.518 MWh;
- Comercializadoras: O total global dos contratos com concessionárias comercializadoras, referente ao período de 01.01.2004 a 31.12.2014 é de 25.967.977 MWh;
- Consumidores Livres: Os contratos com clientes Consumidores Livres, para o período de 01.01.2004 a 31.12.2011, totalizam 14.442.163 MWh.

e) Compra de Energia Elétrica da Argentina
A Companhia firmou contrato com a CIEN – Companhia de Interconexão Energética, por um prazo de 20 anos, a partir de 21.06.2000, para a compra de 300 MW de potência firme com energia associada, para ser disponibilizada na subestação de Itá, da ELETROSUL.

f) Compra de gás natural
Em 10 de novembro de 2000, a Companhia celebrou contrato de aquisição de gás natural com a Companhia de Gás do Mato Grosso do Sul – MSGÁS, com vigência de 5 anos a partir de junho de 2001, início da operação comercial a gás da Usina Termelétrica William Arjona, localizada em Campo Grande – MS.

NOTA 28 – SEVIÇOS DE AUDITORIA

Os auditores independentes da Companhia e suas controladas, Deloitte Touche Tohmatsu, não prestam outros serviços além dos serviços de auditoria contábil.

c) Initial Contracts for Purchase and Sale of Electric Energy

Based on Law no. 9,648/98, article 10 and on the regulation of GCOI the Initial Contracts for Purchase and Sale of Electric Energy with the concessionaires listed below are being reduced by 25% per annum, as from 2003, to complete elimination on December 31, 2005. The quantities mentioned below refer to the contractual balances for supply in the period January 1, 2004 to May 31, 2005:

- *Rio Grande Energia S.A. – RGE: Total of 2,224,716 MWh;*
- *Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A. – CELESC: Total of 7,681,194 MWh;*
- *Companhia Estadual de Energia Elétrica – CEEE: Total of 809,586 MWh;*
- *Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A. – ENERSUL: Total of 1,856,124 MWh;*
- *Furnas Centrais Elétricas S.A.: Total of 3,442,386 MWh;*
- *AES Sul – Distribuidora Gaúcha de Energia S.A.: Total of 2,586,726 MWh.*

d) Bilateral Contracts for Sale of Electric Energy

The unassigned energy on the Initial Contracts, including that which is being released from those contracts as from 2003, is being contracted with distribution companies and free consumers. Accordingly, the Company has, among others, the following principal contracts for electric energy sale:

- *Rio Grande Energia S.A. – RGE: Period from January 1, 2004 a December 31, 2014 – Total of 41,799,609 MWh;*
- *Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A. – CELESC: Period from January 01, 2004 to December 31, 2008 – Total of 32,233,468 MWh;*
- *Companhia Paulista de Força e Luz and Companhia Piratininga de Força e Luz: Period from January 1, 2004 to December 31, 2010 – Total amount of 17,243,869 MWh;*
- *Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A. – CELESC: Period from January 01, 2004 to December 31, 2007 – Total of 526.023 MWh;*
- *Companhia Paulista de Força e Luz: Period from January 1, 2004 from December 31, 2005 – Total of 2,016,448 MWh; and January 01, 2004 to December 31, 2007 – Total of 140,224 MWh;*
- *Light Serviços de Eletricidade S.A.: Period from January 01, 2004 to December 31, 2005 – Total of 175,410 MWh; and January 1, 2004 to December 31, 2007 – Total of 1,332,518 MWh;*
- *Traders: The total of the contracts with the traders related to the period January 01, 2004 to 12.131.2014 is 25,967.977 MWh;*
- *Free-Consumers: Contracts with free-consumers from January 01, 2004 to December 31, 2011, aggregate 14,442,163 MWh.*

e) Purchase of Electric Energy from Argentina

The Company entered into a contract with CIEN – Companhia de Interconexão Energética, for a period of 20 years, starting June 21, 2000 for the purchase of 300 MW of firm potency with associated energy, to be made available at the Itá substation, of Eletrosul.

f) Purchase of Natural Gas

On November 10, 2000, the Company entered into a contract for acquisition of natural gas with Companhia de Gás do Mato Grosso do Sul – MSGÁS, to be in effect for 5 years starting June 2001, date of commencement of the gas commercial operation of Usina Termoelétrica William Arjona, located in Campo Grande – MS.

NOTE 28 - AUDIT SERVICES

The independent auditors to the Company and its subsidiaries, Deloitte Touche Tohmatsu, do not render services other than those for accounting audit services.

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

Maurício Stolle Bähr
Presidente

Jan Franciscus María Flachet
Vice-Presidente

Manoel Arlindo Zaroni Torres
Conselheiro

Victor-Frank de Paula Rosa Paranhos
Conselheiro

Dirk Beeuwsaert
Conselheiro

Eric Louisa Frans Kenis
Conselheiro

Luiz Antônio Barbosa
Conselheiro

DIRETORIA EXECUTIVA

Manoel Arlindo Zaroni Torres
Diretor-Presidente

Marc Verstraete
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

Miroel Makiolke Wolowski
Diretor de Comercialização e Negócios

José Carlos Cauduro Minuzzo
Diretor de Produção de Energia

Roberto Dorval Quadros
Diretor de Implantação de Projetos

Luciano Flávio Andriani
Diretor Administrativo

Marco Antonio Amaral Sureck
Diretor de Planejamento e Controle

DEPARTAMENTO DE CONTABILIDADE

Waltamir Barreiros
Contador – CRC-SC 008283/O-8

BOARD OF DIRECTORS

Maurício Stolle Bähr
Chairman

Jan Franciscus Maria Flachet
Vice-President

Manoel Arlindo Zaroni Torres
Councilor

Victor-Frank de Paula Rosa Paranhos
Councilor

Dirk Beeuwsaert
Councilor

Eric Louisa Frans Kenis
Councilor

Luiz Antônio Barbosa
Councilor

THE MANAGEMENT BOARD

Manoel Arlindo Zaroni Torres
President Director

Marc Verstraete
Financial and Investor Relations Director

Miroel Makiolke Wolowski
Trade and Business Director

José Carlos Cauduro Minuzzo
Energy Production Director

Roberto Dorval Quadros
Project Implantation Director

Luciano Flávio Andriani
Administrative Director

Marco Antonio Amaral Sureck
Planning and Control Director

ACCOUNTING DEPARTMENT

Waltamir Barreiros
Accountant – CRC-SC 008283/O-8

PARECER DOS AUDITORES INDEPENDENTES

Aos
Acionistas e Administradores da Tractebel Energia S.A.
Florianópolis - SC

1. Examinamos os balanços patrimoniais individuais (controladora) e consolidados da Tractebel Energia S.A. e controladas, levantados em 31 de dezembro de 2003 e de 2002, e as respectivas demonstrações do resultado, das mutações do patrimônio líquido (controladora) e das origens e aplicações de recursos correspondentes aos exercícios findos naquelas datas, elaborados sob a responsabilidade de sua administração. Nossa responsabilidade é a de expressar uma opinião sobre essas demonstrações financeiras.
2. Nossos exames foram conduzidos de acordo com as normas brasileiras de auditoria e compreenderam: (a) o planejamento dos trabalhos, considerando a relevância dos saldos, o volume das transações e o sistema contábil e de controles internos da Companhia e de suas controladas; (b) a constatação, com base em testes, das evidências e dos registros que suportam os valores e as informações contábeis divulgados; e (c) a avaliação das práticas e das estimativas contábeis mais representativas adotadas pela administração da Companhia e de suas controladas, bem como da apresentação das demonstrações financeiras tomadas em conjunto.
3. Em nossa opinião, as demonstrações financeiras referidas no parágrafo 1 representam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira individual e consolidada da Tractebel Energia S.A. e controladas em 31 de dezembro de 2003 e de 2002, o resultado de suas operações, as mutações de seu patrimônio líquido (controladora) e as origens e aplicações de seus recursos correspondentes aos exercícios findos naquelas datas, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.
4. Conforme descrito na nota explicativa nº 8 (e) às demonstrações financeiras, a Companhia, baseada em projeções de fluxo de caixa futuro descontado a valor presente, elaboradas internamente, avaliou que alguns ativos não serão recuperados pelas suas operações futuras. A Administração da Companhia entende que esses ativos, em conjunto com os demais ativos operacionais, produzirão fluxo de caixa futuro positivo.

Rio de Janeiro, 23 de janeiro de 2004.

DELOITTE TOUCHE TOHMATSU
Auditores Independentes
CRC-SP 011609 S-SC

Celso de Almeida Moraes
Contador
CRC-SP 124669 S-SC

PARECER DO CONSELHO FISCAL

Os membros do Conselho Fiscal da Empresa Tractebel Energia S.A., Newton de Lima Azevedo Junior, Carla Carvalho de Carvalho e Paulo Reiniger de Azevedo Moura, abaixo assinados, após examinarem as Demonstrações Financeiras relativas ao exercício de 2003 e a proposta de destinação de lucro, e com base no parecer dos auditores independentes Deloitte Touche Tohmatsu emitido em 23/01/04, declaram que as Demonstrações Financeiras representam adequadamente em todos os aspectos relevantes a posição patrimonial e financeira da Tractebel Energia S/A em 31 de dezembro de 2003 e estão em condições de serem apreciadas pela Assembléia Geral de Acionistas da Empresa.

Rio de Janeiro, 9 de março de 2004.

Newton de Lima Azevedo Junior
Conselheiro Presidente

Carla Carvalho de Carvalho
Conselheira Secretária

Paulo Reiniger de Azevedo Moura
Conselheiro

INDEPENDENT AUDITORS' REPORT

The Board of Directors and Shareholders
Tractebel Energia S.A.
Florianópolis – SC

1. *We have audited the accompanying individual and consolidated balance sheets of Tractebel Energia S.A. and subsidiaries as of December 31, 2003 and 2002 and the related statements of income, changes in shareholders' equity (Company) and changes in financial position for the years then ended, all expressed in Brazilian reais, prepared under the responsibility of the parent company's management. Our responsibility is to express an opinion on these financial statements, based on our audits.*
2. *Our audits were conducted in accordance with generally accepted Brazilian auditing standards and comprised: (a) planning of the work, taking into consideration the significance of the balances, the volume of transactions and the accounting and internal control systems of the Company and subsidiaries; (b) checking, on a test basis, the evidence and records that support the amounts and accounting information disclosed; and (c) evaluation of the most relevant accounting practices followed by the Company and subsidiaries, as well as the presentation of the financial statements taken as a whole.*
3. *In our opinion, the financial statements referred to in paragraph 1 present fairly, in all material respects, the financial position, individual and consolidated, of Tractebel Energia S.A. and subsidiaries as of December 31, 2003 and 2002 and the results of their operations, the changes in their shareholders' equity (Company) and the changes in their financial position for the years then ended in conformity with the accounting practices adopted in Brazil.*
4. *As mentioned in Note 8 (e) to the financial statements, the Company, based on internal future cash flow projections, discounted to present value, estimated that certain assets would not be recovered with its future operations. The Company's Management understands that these assets together with the rest of Company's operational assets will produce positive future cash flows.*

Rio de Janeiro, 23th of January of 2004.

DELOITTE TOUCHE TOHMATSU
Independent Auditors
CRC-SP 011609 S-SC

Celso de Almeida Moraes
Accountant
CRC-SP 124669 S-SC

TAX BORDER REPORT

The members of Tractebel Energia S.A., Tax Board, Lima Azevedo Junior, Carla Carvalho de Carvalho and Paulo Reiniger de Azevedo Moura, undersigned, upon examining the Financial Report for 2003 and proposed profit allocation, based on the opinion of the independent auditors Deloitte Touche Tohmatsu issued in 01/23/04, declare that the financial report represents, in all relevant aspects, the assets and equity position of Tractebel Energia S/A in December 23rd 2003 and may be evaluated by the Company's Shareholders General Meeting.

Rio de Janeiro, 9th of March of 2004.

Newton de Lima Azevedo Junior
President Councilor

Carla Carvalho de Carvalho
Secretary Councilor

Paulo Reiniger de Azevedo Moura
Councilor