

MEMBROS ASSOCIADOS DO ONS EM DEZEMBRO DE 2002

AES TIETÊ	Companhia de Geração de Energia Elétrica Tietê
AES-SUL	AES SUL Distribuidora Gaúcha de Energia S/A
AES-URUGUAIANA	AES Uruguaiana Empreendimentos Ltda
ARACRUZ	Aracruz Celulose
ARUANÃ	Aruanã Energia S/A
BRASIL ENERGIA LTDA	Brasil Energia Ltda
BRASYMPE ENERGIA S/A	Brasympe Energia S/A
BREITENER ENERGÉTICA LTDA	Breitener Energética Ltda
CAIUÁ	CAIUÁ - Serviços de Eletricidade S/A
CANDONGA	Consórcio Candonga
CANOAS CBA	Companhia Brasileira de Alumínio
CANOAS DUKE	Canoas Duke
CDSA	Centrais Elétricas Cachoeira Dourada S/A
CEAL	Companhia Energética de Alagoas
CEB	Companhia Energética de Brasília
CEC	Companhia Energética Chapecó
CEEE	Companhia Estadual de Energia Elétrica
CELB	Companhia de Eletricidade de Borborema
CELESC	Centrais Elétricas de Santa Catarina S/A
CELG	Companhia Energética de Goiás
CELPA	Centrais Elétricas do Pará S/A
CELPE	Companhia Energética de Pernambuco
CELTINS	Companhia de Energia Elétrica do Estado de Tocantins
CEM	Companhia Energética Meridional
CEMAR	Companhia Energética do Maranhão
CEMAT	Centrais Elétricas Matogrossense S/A
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais
CEPISA	Companhia Energética do Piauí
CEQUIPAV	Consórcio Equipav
CERJ	Companhia de Eletricidade do Rio de Janeiro
CESC	Companhia Energética Santa Clara
CESP	Companhia Energética de São Paulo
CFLCL	Companhia Força e Luz Cataguazes-Leopoldina
CGE	CGE Ceará Geradora de Energia S/A
CGTEE	Companhia de Geração Térmica de Energia Elétrica
CHESF	Companhia Hidroelétrica do São Francisco
CIA ENERGÉTICA DE PETROLINA	Cia Energética de Petrolina
CIEN	Companhia de Interconexão Energética
CLFSC	Companhia Luz e Força Santa Cruz
COCAL TERMELÉTRICA S/A	Cocal Termelétrica S/A
COELBA	Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia
COELCE	Companhia Energética do Ceará
CONSÓRCIO GUILMAN-AMORIM	Consórcio Guilman-Amorim
CONSÓRCIO TERMO GCS LTDA	Consórcio Termo GCS Ltda
COPEL-DIST	COPEL Distribuição S.A
COPEL-GER	COPEL Geração S.A
COPEL-TRANS	COPEL Transmissão S.A
COSERN	Companhia Energética do Rio Grande do Norte
COTEMINAS	UTE - Coteminas
CPFL	Companhia Paulista de Força e Luz
CPFL-GER	CPFL - Geração de Energia S/A
CSA	Consórcio Santa Adélia
CSPE	Companhia Sul Paulista de Energia
CTEEP	Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista
CUMMINS BRASIL LTDA	Cummins Brasil Ltda
DESTILARIA JB LTDA	Destilaria JB Ltda
DFESA	Dona Francisca Energética S/A
DUKE	Duke Energy International - Geração Paranapanema

EATE	Empresa Amazonense de Transmissão de Energia
EBE	Empresa Bandeirante de Energia S/A
ECTE	Empresa Catarinense de Transmissão de Energia S/A
EEB	Empresa Elétrica Bragantina S/A
EEVP	Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S/A
EL PASO RIO CLARO	El Paso Rio Claro Ltda.
ELEKTRO	Elektro - Eletricidade e Serviços S/A
ELETRONORTE	Centrais Elétricas do Norte do Brasil S/A
ELETRONUCLEAR	Eletrobrás Termonuclear S.A
ELETROSUL	Empresa Transmissora de Energia Elétrica do Sul do Brasil S/A
EMAE	Empresa Metropolitana de Águas e Energia S/A
ENELPOWER	NovaTrans / Enelpower do Brasil Ltda
ENERGIPE	Empresa Energética de Sergipe S/A
ENERSUL	Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S/A
ENGEBRA LTDA	Engebra Ltda
ENGUIA GEN LTDA	Enguia Gen Ltda
EPE	Empresa Produtora de Energia Ltda - Enron América do Sul Ltda.
ESCELSA	Espírito Santo Centrais Elétricas S/A
ETEO	Empresa de Transmissão de Energia do Oeste Ltda
ETEP	Empresa Paraense de Transmissão de Energia
EXPANSION	Expansion Transmissão de Energia S/A
FUNIL	Consórcio Funil
FURNAS	Furnas Centrais Elétricas S/A
GEBRA LTDA	Gebra Ltda
GRAMAME S/A	Gramame - Industrial e Agrícola S/A
GUAPORÉ	Consórcio Guaporé
HRG ENERGY LTDA	HRG Energy Ltda
IGARAPAVA	Consórcio Igarapava
INVESTCO S/A - LAJEADO	Investco S/A - Lajeado
ITÁ	Itá Energética S/A
ITAIPU	Itaipu Binacional
ITAPEBI	Itapebi Geração de Energia S/A
ITIQUEIRA	Itiquira Energética S/A
JAGUARI	Companhia Jaguari de Energia
JAURU	Consórcio Jauru
LIGHT	Light - Serviços de Eletricidade S/A
METROPOLITANA /ELMA	Eletropaulo Metropolitana - Eletricidade de São Paulo S/A
NACIONAL	Companhia Nacional de Energia Elétrica
NORDESTE GENERATION LTDA	Nordeste Generation Ltda
PARNAMIRIM ENERGIA S/A	Parnamirim Energia S/A
PETROBRAS	Petrobras - UTE's
PIE-RP TERMELÉTRICA S/A	PIE-RP Termelétrica S/A
PIRATININGA	Companhia Piratininga de Força e Luz Ltda
PORTO ESTRELA	Consórcio Porto Estrela Ltda
PROTEUS POWER BRASIL LTDA - CAYMAN	Proteus Power Brasil Ltda - Cayman
QUEIMADO	Consórcio Queimado Ltda
RGE	Rio Grande Energia S/A
ROSAL	Rosal Energia S.A.
SAELPA	Sociedade Anônima de Eletrificação da Paraíba
SFE - ELETROBOLT	SFE - Eletrobolt
SOBRAGI	Companhia Paraibuna de Metais - Sobragi
TERMO ELÉTRICA ITAENGA LTDA	Termo Elétrica Itaenga Ltda
TERMO ELÉTRICA POTIGUAR S/A	Termo Elétrica Potiguar S/A - TEP
TERMOCABO LTDA	Termocabo Ltda
TERMOCEARÁ	MPX Termoceará Ltda
TERMOCORUMBÁ	Termocorumbá
TERMOSERGIPE	Termosergipe Ltda
TRACTEBEL	Tractebel Energia S.A.
TSN	TSN S/A
UTE BAHIA CAMAÇARI LTDA	UTE Bahia Camaçari Ltda
UTE DSG MOGI MIRIM	DSG Mineração S/A
UTE-JF	Usina Termelétrica de Juiz de Fora S/A

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

Representantes da categoria Produção

Celso Ferreira, Presidente do Conselho
Jorge Nassar Palmeira
Lindolfo Zimmer
Manoel Arlindo Zaroni Torres
Márcio Pereira Zimmermann
Sílvio Roberto Areco Gomes
Tarcízio Celso de Castro

Representantes da categoria Transporte

Carlos Roberto Gallo
Celso Sebastião Cerchiari
Leonardo Lins de Albuquerque
Vicente José Rauber

Representantes da categoria Consumo

Fernando Quartim B. Figueiredo
José Moreno Fariña
Manuel Fernando das Neves Bento
Marcelo Silveira da Rocha
Moisés Afonso Sales Filho
Paulo Roberto G. Monteiro de Barros
Wilson Pinto Ferreira Júnior

Representante do Ministério de Minas e Energia

Sem indicação à época

CONSELHO FISCAL

Enio Andrade Branco
Hélio Lopes Carvalho
Márcio Nascimento Magalhães

DIRETORIA EXECUTIVA



Diretor Presidente

Mario Fernando de Melo Santos



Diretor de Operação

Carlos Ribeiro



Diretor de Assuntos Corporativos

Heitor Gontijo de Paula



Diretor de Planejamento e Programação da Operação

Hermes Jorge Chipp



Diretor de Administração dos Serviços da Transmissão

Roberto José Ribeiro Gomes da Silva

ÍNDICE

Principais Marcos	8
Panorama Geral do Sistema Interligado Nacional em 2002	9
Sistema Físico	9
Avaliação da Operação Eletroenergética	13
Avaliação dos Requisitos de Energia Elétrica	16
Novos Agentes Incorporados ao SIN	17
Sumário do Plano de Ação	18
Atividades Permanentes em 2002	29
Relacionamento Externo e Comunicação com a Sociedade	29
Gestão Corporativa	34
Gestão Eletroenergética do SIN	40
Operação em Tempo Real do SIN	48
Segurança Elétrica Operativa do SIN	52
Gestão dos Indicadores de Desempenho da Rede Básica	53
Administração da Transmissão	54
Integração de Novas Instalações	61
Gestão Econômico-Financeira	62
Orçamento do Exercício	64
Receita Decorrente dos Encargos de Uso da Transmissão	65
Contribuição dos Associados	66
Transferência dos Ativos dos Centros de Operação do Sistema	67
Investimentos	67
Resultado do Exercício	68
Agradecimentos	69
Notas Explicativas às Demonstrações Contábeis	74

Mensagem do Presidente

Este relatório apresenta os principais resultados alcançados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico na coordenação da operação do Sistema Interligado Nacional – SIN e na administração dos serviços de Transmissão na Rede Básica em 2002, ano que foi marcado, além dos desafios permanentes de suas funções institucionais, pelos estudos que levaram o Governo à decisão de saída do racionamento de energia, pela interação ainda maior do Operador com os Agentes e pela intensificação das suas atividades de relacionamento institucional.

Em decorrência da expansão do SIN, com a forte participação de novos investidores e a formação de consórcios, os Agentes Associados chegaram a 120, com crescimento de cerca de 60% em relação ao ano anterior, quando eram 75. Isto resultou, por parte do Operador, em um enorme esforço para a integração dos novos agentes.

Houve como consequência um aumento ponderável na atividade cotidiana de relacionamento operacional, envolvendo desde o recebimento de dados, o fornecimento de produtos definidos nos Procedimentos de Rede e o intercâmbio de demais informações necessárias ao desenvolvimento das atividades e do negócio dos Agentes. A esses desafios de gestão condominial se associou a ampliação dos desafios de natureza técnica, visando o ótimo sistêmico e a compatibilização da segurança elétrica com os ganhos energéticos na operação.

Nos dois primeiros meses do ano, ainda estando em vigor o racionamento de energia, o ONS teve papel relevante em instrumentar o Governo, através de sua participação na Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (GCE). Colaborou nos estudos e análises que possibilitaram ao Governo determinar a saída do racionamento, após atuação vitoriosa de sua gestão. Incorporou-se em seguida aos trabalhos da Câmara de Gestão do Setor Elétrico (GSE), tendo como um dos objetivos principais buscar assegurar a expansão da geração e da transmissão para garantir o equilíbrio estrutural oferta/demanda. O Operador Nacional foi ainda chamado a cooperar na avaliação e no desenho das medidas de ajuste do modelo, no que se refere às suas atribuições no setor, no âmbito do grupo de revitalização. Todas essas ações naturalmente demandaram um grande esforço da organização.

Ainda no campo institucional, pela própria natureza das atribuições do Operador, houve intenso relacionamento com o MME e a ANEEL, bem como com o MAE, a ANA e outras entidades setoriais.

Em especial com a ANEEL, houve interação freqüente e intensa em vista de o Operador Nacional ter completado a entrega dos Procedimentos de Rede à Agência, que os aprovou provisoriamente e deu início ao processo de aprovação definitiva, que passa pela realização de Audiência Pública.

O grande interesse pela questão do suprimento eletroenergético, em decorrência do racionamento de energia, fez com que o ONS apresentasse em vários foros um relato da experiência da crise e uma avaliação das

condições futuras de atendimento para autoridades e entidades da sociedade organizada. O ONS manteve também a imprensa, e através dela a sociedade em geral, permanentemente informada sobre as condições operativas do SIN, bem como sobre projeções para o setor, a necessidade de assegurar a expansão da oferta e a premência de ações para aumentar a robustez da Rede Básica de Transmissão, visando a segurança operativa sistêmica do SIN.

São apresentados neste relatório os principais resultados obtidos no planejamento e programação da operação, no despacho centralizado e na operação em tempo real, bem como nas análises pós-operativas do SIN. A eles são também agregados os resultados alcançados na administração dos serviços de transmissão, decorrentes de diversas ações relacionadas ao acesso à Rede Básica, à definição de suas ampliações e reforços, e à gestão dos contratos e apuração dos encargos de transmissão. Em 2002 foram ainda alcançados significativos resultados no processo de integração de novas instalações, o qual, além de permear diversas áreas técnicas, desde a fase de planejamento até a emissão dos Termos de Liberação, envolve interações entre o Operador, a ANEEL e o agente empreendedor ou proprietário da instalação. Além disso, merecem destaque os resultados alcançados na gestão corporativa, tanto no que diz respeito aos recursos de informática e telecomunicação, quanto no desenvolvimento de seus recursos humanos.

Pode-se dizer que 2002 foi um ano de consolidação do Operador no campo técnico, como um condutor de processos que buscam garantir o ótimo sistêmico e assegurar à sociedade os ganhos sinérgicos da operação coordenada e centralizada, ou seja, energia confiável e ao menor custo para os consumidores. Além de funcionar como um integrador de agentes, tendo por base o princípio da equidade, o ONS foi um provedor de informações técnicas atualizadas e confiáveis sobre a operação do sistema elétrico interligado nacional, além de projeções sobre o atendimento futuro no seu horizonte de atuação, tendo por princípio a transparência de suas ações.

Não podemos deixar de ressaltar que o êxito das realizações do Operador é devido principalmente ao empenho e dedicação de sua força de trabalho, representada por seus empregados e contratados, aos quais endereço um especial agradecimento.

Cabe aqui ainda registrar o apoio, confiança e orientação recebidos das autoridades federais, tanto do MME quanto de todos os outros órgãos participantes da GCE e da GSE. Finalmente, registramos nosso agradecimento à ANEEL e aos membros associados e participantes, estendendo-o aos Conselhos de Administração e Fiscal, co-responsáveis por esses resultados.



Mario Fernando de Melo Santos
Diretor-Presidente

Message from the president

The 2002 Annual Report presents the main results achieved by the Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS in respect to the coordination of the operation of the National Interconnected System – NIS and the administration of the transmission services in the Main Transmission Network in 2002. The year was marked by milestones in all ONS permanent activities. Furthermore, we can highlight the many important studies that lead the federal government to determining the end of the energy-rationing program, the ever-growing interaction between ONS and sector agents and by the intensification of key institutional relations.

Strong participation by new investors and the formation of consortiums in the power sector resulted in the expansion of the size and complexity of the NIS. The number of Associate Agents reached 120, demonstrating an increase of nearly 60% in relation to the previous year total of only 75. This required great efforts made by ONS to integrate these new agents into the electric system.

As a consequence, a measurable increase was experienced in the everyday activity of the operational relations, starting with the receiving of large data loads, the supply of products, as defined in the Grid Procedures, and the exchange of other information necessary for the development of the core business activities of the Agents in the system. Allied to these condominium management challenges, an increase in technical challenges was also faced in the search for achieving a state of systemic optimum while at the same time, defending such goals as electric system safety and synergic operation energy gains.

In the first two months of 2002, the electric energy-rationing program was still in effect. ONS played a major role by assisting the federal government through its participation in the GCE – The Electric Energy Crisis Management Board. ONS collaborated in many key studies and analyses that made it possible for the government to determine the eventual termination of the rationing program. The administration of the energy crisis was considered by the press and by the society as a major success. After the rationing period, ONS joined the work done by the GSE – the Electric Sector Management Board - with the objective of assuring the expansion of both generation and transmission installations in order to guarantee an adequate structural balance between energy offer and demand. The National Operator was invited by the government to cooperate in the job of evaluating and designing of the necessary adjustment measures to the revitalization of the sectorial model. All these tasks naturally demanded enormous efforts that were indeed made by the ONS organization, both people and resources.

Within the scope of the institutional relations maintained along the year, noteworthy were the intense relationships developed between ONS and the MME – The Ministry of Mines and Energy, ANEEL – The Electric Energy National Agency, MAE – The Wholesale Energy Market, the ANA – The National Water Resources Agency, and other entities in the power sector.

Special mention must be made of the frequent and even intense interaction with ANEEL during the year with regard to the work done by ONS related to the elaboration and delivery to the Agency for its approval of the electric systems Grid Procedures Collection. These publications were provisionally approved. The rules and norms are now undergoing a process of final homologation to be granted after a Public Audience.

The great public interest in the issue of power supply, resulting from the energy-rationing program, was the reason behind the many presentations made by ONS to different entities. Many reports were made to describe the experience lived during the crisis management period. Evaluations as to the future supply conditions were also made both to the federal government and to society at large. ONS constantly maintained the press informed of the real and projected operative conditions in the power system, as well as the plans for the expansion of the energy offer and the need to assure a robust increase in the Main Transmission Network, both aiming at the system operational safety.

In this Annual Report, ONS has presented results of the work and activities intrinsic to the planning and programming of the operation, the centralized dispatch of generation, real time operation procedures as well as the post-operation analyses of the NIS. Other results have also been reported in the administration of transmission services, such as the definition of expansions and reinforcements planned for the grid, the open access to the Main Transmission Network and the management of transmission contracts and charges. In 2002, other achievements were recorded regarding the integration of new installations to the system, which besides involving various technical areas from the first planning stages to the final Term of Release for Entrance in Operation; also required close interaction between ONS, ANEEL and the new accessing agent installation owners or users. Furthermore, it is also worth highlighting the ONS corporate management area where important advances were made in the development of the Information Technology, Telecommunications and the Human Resource areas.

Looking back over the year, 2002 can be seen as an important year for consolidation of ONS activities in the technical fields of its many endeavors. ONS also acted as a conductor of processes seeking to guarantee a state of systemic optimum and assure the nation an adequate and reliable energy supply, at the smallest possible cost to the final consumer, resulting from the centralized and well coordinated operation of the power system. ONS played the role of integrator among the sector agents, based on the principles of non-discriminatory practices; provided updated and reliable technical information on the national interconnected electric system as well as furnished forecasts for the country's future needs. Transparency is always part of its daily tasks and routines.

We cannot overlook the great achievements recorded at ONS resulting from the performance and dedication of its entire workforce, consisting not only of employees but of the many contracted professionals and consultants to whom we extend our special thanks for doing a job well done.

Finally, we wish to take this opportunity to acknowledge the support, trust and orientation received throughout the year from the federal authorities; from the MME – The Ministry of Mines and Energy to all participant members of the GCE and the GSE. We also thank ANEEL and the ONS Participant and Associate Members, including the members of the Administration and Fiscal Boards, all co-authors of the successful results achieved in 2002.

Mario Fernando de Melo Santos
Director-President

Principais marcos

PRINCIPAL LANDMARKS

No transcorrer de 2002 evidenciaram-se na gestão do ONS os aspectos significativos relatados neste capítulo

During the year 2002 the ONS administration brought into evidence the following significant aspects of the electric sector



Panorama Geral do Sistema Interligado Nacional em 2002

■ SISTEMA FÍSICO

A Rede de Operação do Sistema Interligado Nacional (SIN), objeto de atuação do ONS, é responsável pelo atendimento de 98% do mercado brasileiro de energia elétrica. Ao final de 2002, a potência instalada no SIN alcançou 76.862 MW, distribuídos de acordo com a estrutura e evolução apresentadas na tabela a seguir.

General Overview of the National Interconnected System in 2002

■ PHYSICAL SYSTEM

ONS was responsible for the management of the National Interconnected System – NIS, which provides 98% of the Brazilian electric energy market. By the end of 2002 the NIS installed capacity was **76,862 MW** distributed as shown in the following table.

Estrutura da Disponibilidade de Capacidade para o SIN em MW Distribution of Capacity Availability for NIS (Shown in in MW)

	2000	2000	2001	2001	2002	2002
Hidro Nacional National Hydro	53.327,6	53,327.6	54.693,7	54,693.7	57.533,7	57,533.7
Hidro Itaipu* Itaipu Hydro*	6.300,00	6,300.00	6.300,00	6,300.00	6.300,00	6,300.00
Térmica Convencional Conventional Thermal	4.164,2	4,164.2	5.028,2	5,028.2	7.002,0	7,002.0
Termonuclear Thermo Nuclear	1.966,0	1,966.0	1.966,0	1,966.0	2.007,0	2,007.0
Emergencial Emergency Power	–	–	–	–	1.827,3	1,827.3
Importação** Importation**	1.118,0	1,118.0	1.192,0	1,192.0	2.192,0	2,192.0
Total Total	66.875,8	66,875.8	69.179,9	69,179.9	76.862,0	76,862.0

Dados referentes a 31/12/2002. Data of 31/12/2002

*Inclui apenas a propriedade brasileira de 50% de Itaipu binacional. Valor total contratado pelas empresas integrantes do SIN à Itaipu Binacional é de 10.074 MW/ano.

*Includes only 50% of Itaipu, which are Brazilian property. Total capacity contracted by utilities of NIS from Itaipu Binational is 10.074 MW/year.

** Refere-se à capacidade máxima de importação da Argentina, Uruguai e Ande.

**Refers to total import capacity from Argentina, Uruguay and Ande.

O sistema de transmissão compreendendo as tensões de 230 kV a 750 kV representava em dezembro de 2002 um total de 72.506,1 km, englobando 724 circuitos de transmissão e 166.212 MVA de capacidade de transformação, relativas a 303 subestações. As tabelas a seguir apresentam dados da evolução do sistema de transmissão e da capacidade de transformação da Rede Básica no período 2000-2002.

The Main Transmission Network, which includes voltages ranging from 230kV to 750 kV, represented in December 2002 a total of **72,506.1 km**, including **724** transmission circuits, **303** substations and **166,212 MVA** of transformation capacity. The following tables show the evolution of the transmission system and the transformation capacity of the Main Transmission Network in the period 2000 to 2002.

Extensão das Linhas de Transmissão – km – SIN Transmission Lines in the NIS (Shown in km)

Tensão kV	kV Voltage	2000	2000	2001	2001	2002	2002
230		32.451,4	32,451.4	32.537,3	32,537.3	32.997,4	32,997.4
345		9.023,5	9,023.5	9.023,5	9,023.5	9.021,0	9,021.0
440		6.162,5	6,162.5	6.667,5	6,667.5	6.667,5	6,667.5
500		17.405,8	17,405.8	17.510,1	17,510.1	19.525,2	19,525.2
600CC		1.612,0	1,612.0	1.612,0	1,612.0	1.612,0	1,612.0
750		2.379,0	2,379.0	2.683,0	2,683.0	2.683,0	2,683.0
Total	Total	69.034,2	69,034.2	70.033,4	70,033.4	72.506,1	72,506.1

Capacidade de Transformação no SIN – Tensões de 230 kV e Acima
NIS Transformation Capacity (230 kV minimum)

Região Region	2000	2000	2001	2001	2002	2002
Sudeste/Centro-Oeste Southeast/Midwest	103.252,7	103,252.7	105.570,9	105,570.9	107.370,9	107,370.9
Sul South	23.264,7	23,264.7	24.785,7	24,785.7	26.678,7	26,678.7
Sul/Sudeste/Centro-Oeste South/Southeast/Midwest	126.517,4	126,517.4	130.356,6	130,356.6	134.049,6	134,049.6
Norte North	8.243,9	8,243.9	9.953,9	9,953.9	10.183,9	10,183.9
Nordeste Northeast	19.128,5	19,128.5	19.495,5	19,495.5	21.978,8	21,978.8
Norte/Nordeste North/Northeast	27.372,4	27,372.4	29.449,4	29,449.4	32.162,7	32,162.7
SIN NIS Total	153.889,8	153,889.8	159.806,0	159,806.0	166.212,3	166,212.3

Durante o ano de 2002, foram incorporados ao Sistema Interligado Nacional 6.684 MW de oferta de geração, sendo 4.856 MW de usinas hidráulicas e térmicas e 1.828 MW de usinas emergenciais. Esse acréscimo representou um crescimento percentual de 7,1% em relação à capacidade total instalada em dezembro de 2001.

In 2002 a **6,684 MW** new generation capacity was incorporated, **4.856 MW** from hydraulic and thermoelectric power plants and **1.828 MW** from emergency power plants. This increase represented a growth of **7.1%** in relation to the total installed capacity recorded in December 2001.

Quanto ao Sistema de Transmissão registrou-se um crescimento, em relação a 2001, de 2.473 km de linhas de transmissão, equivalentes a 3,53% do total existente e de 6.406 MVA correspondentes a 4,0% da capacidade de transformação instalada no SIN.

The Transmission System also grew in relation to 2001. This resulted from **2,473 km** of new transmission lines, equivalent to **3.53%** of the existing grid and **6,406 MVA** corresponding to an increment in the transformation capacity of **4.0%**.

Dentre as obras que entraram em operação em 2002, destacam-se:

Geração – novas usinas

- Unidades 1 a 3 da usina hidroelétrica Machadinho, da TRACTEBEL, com potência total de 1.140 MW.
- Unidades 1 a 3 da usina hidroelétrica Canabrava, da TRACTEBEL, com potência total de 471,6 MW.
- Unidades 1 e 2 da usina térmica a gás Juiz de Fora, da CAT LEO, totalizando 83,66 MW.
- Unidades 1 e 2 da usina térmica a gás Senador Carlos Jereissati, da MPX Termo Ceará, totalizando 100 MW.
- Unidade 1 da usina térmica a gás Ibirité, do Consórcio Ibiritermo, com 150 MW.

Geração – ampliação de usinas existentes

- Unidades 12 e 13 da usina hidroelétrica Porto Primavera, da CESP, com potência total de 220 MW.
- Unidades 2 a 5 da usina hidroelétrica Lajeado, da INVESTCO, com potência total de 720 MW.
- Unidades 6, 9 a 14 e 16 a 20 da usina térmica a gás Macaé Merchant, da EL PASO, totalizando 540 MW.

Looking at the projects completed in 2002, the following are worthy of mention:

Generation: New power plants

- Units 1 to 3 at the Machadinho hydroelectric power plant, TRACTEBEL, with a total of 1.140 MW.
- Units 1 to 3 at Canabrava hydroelectric power plant, TRACTEBEL, a total of 471,6 MW.
- Units 1 and 2 at the gas-fired thermoelectric power plant in Juiz de Fora, CAT LEO, totalizing 83,66 MW.
- Units 1 and 2 at the gas-fired thermoelectric plant in Senador Carlos Jereissati, MPX Termo Ceará, totalizing 100 MW.
- Unit 1 at the gas-fired thermoelectric power plant at Ibirité, Consórcio Ibiritermo, producing 150 MW.

Generation: Expansion of existing power plants

- Units 12 and 13 at the Porto Primavera Hydroelectric Power Plant, CESP, totaling 220 MW.
- Units 2 to 5 at the Lajeado hydro plant, INVESTCO, totaling 720 MW of power.
- Units 6, 9 to 14 and 16 to 20 at the gas-fired thermoelectric power plant at Macaé Merchant, EL PASO, totalizing 540 MW.



▸ CEEE

A Companhia Estadual de Energia Elétrica é uma empresa estratégica para o Estado do Rio Grande do Sul por seu papel no abastecimento energético. Atua nas áreas de produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica. No Conselho de Administração do ONS, a CEEE é membro representante da categoria Transporte.

The State Owned Electric Power Company is one of the strategic endeavors in the state of Rio Grande do Sul. The company is responsible for the production, transmission, distribution and commercialization of electricity in the most southern state of Brazil. The CEEE is an associate member of the Administrative Board at ONS representing the Transport category class.

Transmissão

- Segundo circuito em 500 kV entre a usina Tucuruí e a SE Vila do Conde, passando o suprimento à região de Belém a atender os padrões de desempenho estabelecidos nos Procedimentos de Rede, permitindo o atendimento mesmo em caso de contingências simples.
- Segundo transformador 500/440 kV – 750 MVA de Água Vermelha, que aumentou a confiabilidade do SIN e permitiu uma maior troca energética entre as bacias dos rios Paraná, Paranaíba e Grande, além de reduzir restrições no fornecimento de energia da região Sul/SE/CO para as regiões Norte/Nordeste.
- Interconexão com a Argentina, Garabi 2, disponibilizando um recurso adicional de 1.000 MW para o sistema brasileiro.
- Elevação da capacidade de transformação 500/230 kV na subestação Caxias, ampliando a capacidade de atendimento ao Rio Grande do Sul e permitindo redução da geração térmica na área, sem comprometimento do atendimento aos critérios de segurança operacional e consequentemente reduzindo custos da operação.
- Linha de transmissão de 525 kV Campos Novos - Blumenau e transformador de 525/230 kV de Blumenau, permitindo uma melhoria nas condições de atendimento às áreas Leste de Santa Catarina e a Curitiba, reduzindo também os requisitos de geração térmica para o atendimento a essas cargas.

Transmission: New inclusions

- A second 500 kV circuit between the Tucuruí power plant and SE Vila do Conde, where the power supply to the region of Belém now attends the performance requirements as established in the Grid Procedures and allowing for the same supply even when single contingencies occur.
- A second transformer (500/440 kV – 750 MVA) at Água Vermelha, which has increased National System reliability and allowed for a greater energy exchange among the Paraná, Paranaíba and the Rio Grande river basins, while at the same time, reducing restrictions in the energy supply from the South/Southeast/Midwest regions to the North/Northeast regions.
- Interconnection with Argentina, Garabi 2, adding 1.000 MW of import power availability to the Brazilian System.
- Elevation of the 500/230 kV transformation capacity in the Caxias substation, increasing the supply capacity to the state of Rio Grande do Sul and allowing a reduction in the thermoelectric generation of the area, without compromising compliance with operational safety criteria and thus reducing operation costs.
- A transmission line (525 kV) between Campos Novos and Blumenau and a 525/230 kV transformer at Blumenau, providing an improvement in the supply conditions to the east zone of Santa Catarina and Curitiba, also reducing the dependency on thermal generation to supply these loads.

■ AVALIAÇÃO DA OPERAÇÃO ELETROENERGÉTICA

O objetivo permanente da operação centralizada e coordenada do SIN é a busca do ótimo sistêmico, situação em que se conjuga a minimização dos custos operativos com a máxima segurança do suprimento elétrico, respeitando as restrições de uso múltiplo dos recursos hídricos e levando em conta as restrições locais das instalações dos agentes.

O atendimento ao SIN em 2002 realizou-se dentro dos padrões estabelecidos pelos Procedimentos de Rede relativos quanto ao risco energético, à confiabilidade e qualidade da energia, ou seja, de segurança operacional. Os reservatórios equivalentes das regiões Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste terminaram o ano com níveis de armazenamento situando-se em 43,7% e 18,7% do valor máximo, respectivamente. Estes resultados refletem a conjugação de três fatores: agregação de novas instalações de geração e transmissão conforme já citado, redução de mercado e adoção de políticas adequadas de otimização dos recursos energéticos, sobretudo através de transferências inter-regionais de energia definidas pelo ONS.

Como resultado da aplicação dessas políticas e diretrizes operacionais, a participação das diferentes fontes de geração na energia produzida e importada pelo SIN no ano de 2002 é apresentada no gráfico a seguir.

■ EVALUATION OF THE ELECTRO-ENERGETIC OPERATIONS

The permanent objective of the centralized and coordinated operation of the NIS is to reach the state of systemic optimum, at which the minimization of operation costs is joined together to maximum safety of power supply, respecting multiple use of water constraints and taking into account local restrictions of system installations.

Attending the power needs of the NIS in 2002 was achieved within the safety standards established in the Grid Procedures, both related with energy supply risks and with the quality and reliability of power supply. The reservoirs from the Southeast/Midwest and Northeast regions reached the end of the year with storage levels of 43.7% and 18.7% of their respective maximum values. These positive results reflect the combination of three different factors: aggregation of new generation and transmission facilities as outlined before, a market demand reduction and the adoption of appropriate optimization policies for the use of energy resources, specially through inter-regional energy transferences defined by ONS.

As a result of these policies and operational guide lines, the participation of the diverse power sources in the NIS during 2002 is shown in the following graph.



► CEMIG

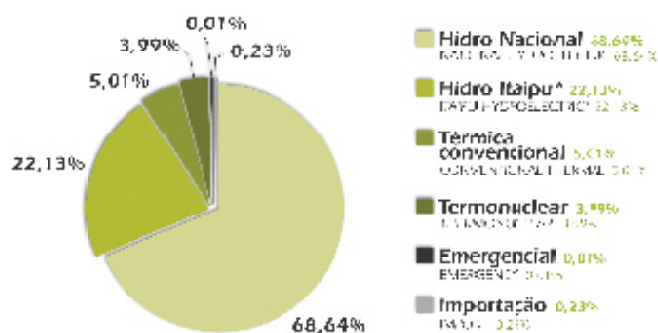
A Companhia Energética de Minas Gerais atende a mais de 17 milhões de pessoas em 774 municípios de Minas Gerais, gerenciando a maior rede de distribuição da América Latina. Como uma das principais empresas integradas do Brasil, gera, transmite e distribui energia elétrica para o segundo mercado consumidor do país. No Conselho de Administração do ONS, a CEMIG é membro representante da categoria Produção.

The Minas Gerais Energy Company is a state owned electric energy company providing electricity to 17 million consumers in over 774 municipalities and manages the largest distribution network in Latin America. It is one of the main integrated companies in Brazil generating, transporting and distributing electricity to the second largest consumer market in the country. CEMIG sits on the Administrative Board at ONS and represents the Production category class.

Durante todo o ano, em que pese as afluições verificadas aos reservatórios das Regiões Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte, terem apresentado valores abaixo da média histórica, quais sejam: 86%, 73% e 48%, respectivamente, a redução do consumo de energia por parte da sociedade, assimilada durante o período do racionamento e as ações de otimização energética, tanto na fase de programação como em tempo real, transferindo energia das regiões com excedentes para aquelas em situação menos favorável, permitiram manter os níveis de armazenamento nas regiões SE/CO e NE em 21,72% e 7,73% acima dos limites de segurança estabelecidos pelas Curvas de Aversão ao Risco.

Throughout the year, the inflows verified in the reservoirs of the Southeast/Midwest, Northeast and North regions recorded values lower than the historic averages – 86%, 73% and 48% respectively. The reduction observed in the energy consumption was due to efforts made by consumers from information divulged and assimilated during the "Rationing Period". Optimization efforts made both in the programming phase and real time operation produced energy transfers from regions with surplus production to those in less favorable situations. All these facts together helped to keep the storage levels in the Southeast/Midwest and Northeast reservoirs at 21.72% and 7.73% above the minimum safety levels established by Risk Aversion Curves.

Produção e Importação Verificadas em 2002 – Participação Percentual
Production and Imports Verified in 2002 – Percentile Participation



* Inclui toda a produção de Itaipu fornecida ao SIN. Includes total Itaipu production supplied to NIS.

Operação Elétrica

No que se refere à avaliação da Operação Elétrica, o sistema operou dentro das condições de normalidade, com exceção da ocorrência, em 21 de janeiro de 2002, de um blecaute de grandes proporções envolvendo as regiões Sudeste/Centro-Oeste e Sul. Face às ações tomadas anteriormente pelo ONS e pelos agentes do setor em função da experiência de ocorrências anteriores e, em particular, a perturbação de 12 de março de 1999, o blecaute de 2002 ficou concentrado praticamente na região de origem da perturbação (SE/CO). Com estas providências, os Sistemas Norte e Nordeste não foram afetados e o impacto sobre o Sistema Sul foi minimizado. Em função desta ocorrência, foram intensificadas as ações no sentido de reforçar a segurança operacional elétrica do SIN, destacando-se:

- a recomendação de ampliações e reforços;
- estabelecimento de um programa de melhoria dos recursos de observabilidade e controlabilidade do SIN;
- atualização de técnicas e procedimentos operativos;
- concepção de novas alternativas de recomposição do SIN e revisão dos procedimentos operacionais já existentes;
- implantação e revisão dos esquemas de controle de emergência notadamente para o ilhamento de usinas hidrelétricas de pequeno e médio portes;
- estabelecimento de programas de capacitação/treinamento das equipes especializadas do ONS e dos agentes;
- aperfeiçoamento do sistema de gestão da implementação das recomendações derivadas dos Relatórios de Análise de Ocorrências no SIN.

Electric Operation

In regard to the evaluation of the Electric Operation during the year, the system generally operated within normal conditions, with the exception of a major blackout involving the Southeast/Midwest/South regions that was recorded on January 21st, 2002. In view of the measures taken by ONS in the past and the industry agent's experience with previous occurrences, specially the occurrence of March, 12th, 1999, this blackout was practically limited to the region where the disturbance was originated (SE/MW). With these measures, the North and Northeast Systems weren't affected at all and the impact on the South System was significantly minimized. Owing to this fact, the following steps were taken to reinforce the electric operational safety of the NIS:

- a recommendation was made to expand and reinforce the NIS;
- the definition of an improvement program regarding the use of observation and control resources was elaborated;
- an updating of techniques and operative procedures was realized;
- new alternatives for the recomposition of the NIS were conceived as well as a review and updating of existing operational procedures;
- implementation and review of the emergency control schemes were effected, specially for creating islands with small and medium-size hydro generation with local loads;
- training programs for ONS and agents technical teams were created;
- improvement of the management system for the implementation of all the measures recommended in the Occurrence Analysis Reports.

■ AVALIAÇÃO DOS REQUISITOS DE ENERGIA ELÉTRICA

Consumo Total de Energia Elétrica

O consumo total de energia elétrica no SIN, incluindo perdas nos sistemas de transmissão e distribuição, foi de 39.668 MW médios, cerca de 3% inferior ao valor verificado em 2000 e 5% superior ao de 2001.

A tabela a seguir apresenta a carga de energia do SIN – que corresponde a toda a energia consumida, inclusive as perdas técnicas e comerciais, em GWh, no período 2000-2002.

■ EVALUATION OF THE ELECTRICITY DEMAND

Total Energy Consumption

The total consumption of electricity in the NIS, including transmission and distribution losses, was **39,858 MWmed**. This was approximately 3% inferior to the value registered in 2000 and 5% greater than 2001.

The following table shows the NIS energy load in GWh in the period 2000-2002 corresponding to all the energy consumed including losses.

Carga Própria de Energia – GWh Energy Load – GWh

Sistema System	2000	2000	2001	2001	2002	2002	Var %	02/01
Sudeste/Centro-Oeste Southeast/Midwest	227.046,4	227,046.4	202.990,8	202,990.8	213.857,2	213,857.2	5,4	5.4
Sul South	59.634,9	59,634.9	60.660,2	60,660.2	61.824,6	61,824.6	1,9	1.9
Nordeste Northeast	51.638,4	51,638.4	46.341,1	46,341.1	49.286,1	49,286.1	6,4	6.4
Norte North	21.844,2	21,844.2	20.412,1	20,412.1	22.526,7	22,526.7	10,4	10.4
Sistema Total	360.163,9	360,163.9	330.404,2	330,404.2	347.494,6	347,494.6	5,2	5.2
SIN (MWmed) NIS (MW av.)	41.114,6	41,114.6	37.717,4	37,717.4	39.668,3	39,668.3	5,2	5.2

Saliente-se que, no início de 2002, em função do racionamento de energia praticado em 2001, registrou-se uma redução do consumo total de aproximadamente 11% em relação ao valor previsto antes do racionamento. Essa redução, associada ao programa de aumento da oferta de energia, inclusive através das térmicas emergenciais, e das afluições verificadas nos meses de janeiro e fevereiro de 2002, permitiram ao ONS avaliar as condições de atendimento para o restante de 2002 e 2003 de forma a subsidiar o Governo com estudos técnicos de suporte à decisão de término do racionamento de energia no final de fevereiro, nas regiões Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste, sendo que o racionamento de energia na região Norte já havia sido encerrado em 1º de janeiro de 2002.

At the beginning of 2002, due to the energy-rationing program adopted in 2001, a reduction of approximately 11% was recorded in relation to the value predicted before this measure was implemented. This reduction, along with a program which aimed at increasing energy availability through the installation emergency thermoelectric power plants and the inflows recorded in January and February of 2002, allowed ONS to evaluate supply conditions for the remaining months of 2002 and 2003. These studies supported the Government decision to end the energy rationing program in the Southeast/Midwest and Northeast regions by late February. This same program was suspended in the North region on January 1º, 2002.

Carga de Demanda

A carga de demanda verificada pelo SIN, que representa a potência máxima integralizada em base horária no período de ponta de carga em MWh/h, é apresentada a seguir para o período 2000-2002.

Peak Demand

The verified demand load in the NIS is presented for the period 2000 to 2002 in the table that follows. This represents the maximum hourly integrated demand during the peak period, in MWh/h.

Carga Própria de Demanda – MWh/h NIS Peak Demand in MWh/hours

	2000	2000	2001	2001	2002	2002	Var. % 02/01
Sudeste/Centro-Oeste Dia/Mês Hora	34.929 27 jun 19	34,929 jun, 27 7 p.m.	35.776 24 abr 19	35,776 apr, 14 7 p.m.	31.810 16 out 20	31,810 oct, 16 8 p.m.	- 11,1 -11.1
Sul Dia/Mês Hora	9.751 15 jun 19	9,751 jun, 15 7 p.m.	10.059 21 mar 20	10,059 mar, 21 8 p.m.	9.539 4 jun 19	9,539 jun, 4 7 p.m.	- 5,2 -5.2
SE/CO + S Dia/Mês Hora	44.505 15 jun 19	44,505 jun, 15 7 p.m.	44.865 24 abr 19	44,865 apr, 24 7 p.m.	41.256 15 out 20	41,256 oct, 15 8 p.m.	- 8,0 -8.0
Nordeste Dia/Mês Hora	7.932 2 dez 20	7,932 dec, 2 8 p.m.	7.745 17 fev 21	7,745 feb, 17 9 p.m.	7.500 21 dez 21	7,500 dec, 21 9 p.m.	- 3,2 -3.2
Norte Dia/Mês Hora	2.918 20 set 22	2,918 sep, 20 10 p.m.	2.881 12 mai 20	2,881 may, 12 8 p.m.	2.949 20 ago 20	2,949 aug, 20 8 p.m.	2,4 2.4
NE + N Dia/Mês Hora	10.725 2 dez 21	10,725 dec, 2 9 p.m.	10.538 17 fev 21	10,538 feb, 17 9 p.m.	10.285 7 dez 21	10,285 dec, 7 9 p.m.	- 2,4 -2.4
Sistema Dia/Mês Hora	54.335 15 jun 19	54,335 jun, 15 7 p.m.	55.099 24 abr 19	55,099 apr, 24 7 p.m.	50.759 15 out 20	50,759 oct, 15 8 p.m.	- 7,9 -7.9

■ NOVOS AGENTES INCORPORADOS AO SIN

Em 2002, o número de agentes das categorias Geração, Consumo e Transmissão totalizou 120, sendo 60% superior ao número total de agentes de 2001. No segmento de transmissão, houve significativo aumento, de 16 para 20 agentes associados, em decorrência da inserção de novos investidores em empreendimentos de transmissão. Destaca-se o crescimento de aproximadamente 95%, da categoria geração, passando o número de agentes de 39 em 2001 para 76 em 2002, sendo 10 relativos a novos aproveitamentos hidrelétricos, 8 relativos a novas usinas térmicas e 23 relativos a usinas térmicas emergenciais. Ao mesmo tempo, 4 agentes de produção deixaram de ser membros associados do ONS.

■ NEW AGENTS INCORPORATED TO THE NIS

The number of agents from the Generation, Consumption and Transmission Categories in 2002 totaled 120, an increase of 60% in comparison to the total number of agents in the system in 2001. In the Transmission category, there was a significant increase in the number of associate agents, from 16 to 20, with the insertion of new investors in transmission installations. The growth of approximately 95% in the generation category raised the number of 39 agents in 2001 to 76 in 2002, of which 10 are new hydro producers, 8 are new thermal plants and 23 agents are owners of emergency thermal plants. At the same time, 4 production agents ceased to be ONS associates.

Sumário do Plano de Ação 2002/2004

A seguir são apresentados os principais destaques do Plano de Ação 2002/2004 do ONS, onde estão inseridos os projetos destinados a dotar o Operador dos instrumentos necessários para sua completa implementação e para aperfeiçoar seus processos.

O Plano de Ação é parte integrante e fundamental do sistema de planejamento do ONS, sendo elaborado e aprovado anualmente em atendimento à Resolução nº 351/98 da ANEEL, com um horizonte de três anos.

Apresenta, a partir de uma criteriosa análise do ambiente em que o ONS está inserido, todos os condicionantes, desafios e diretrizes indispensáveis às ações do Operador.

Os condicionantes mais significativos que influenciaram a elaboração do Plano de Ação 2002-2004 foram: os ajustamentos técnicos e institucionais do Setor Elétrico Brasileiro - SEB em decorrência da crise energética ocorrida em 2001; a expansão acelerada e o aumento da complexidade do SIN; e as responsabilidades e as relações institucionais no âmbito do setor elétrico brasileiro, com ênfase para a segurança operativa.

O Plano de Ação 2002-2004 contempla uma carteira de projetos que foram agrupados em cinco grandes programas, para melhor caracterização de suas afinidades e relação de dependência.

Summary of the Action Plan 2002/2004

A summary follows of the main highlights of ONS Action Plan for the period 2002/2004. It contains the projects designed to provide ONS with the necessary instruments to complete its implementation and to improve its processes.

The Action Plan is a fundamental part of ONS planning system. It is prepared and approved on a annual basis, in compliance with ANEEL Resolution nº 351/98, with a time horizon of three years.

The Action Plan presents, by means of a careful analysis on the environment in which ONS is inserted, all conditioning factors, challenges and policies indispensable to ONS actions.

The most significant conditioning factors to affect the elaboration of the Action Plan 2002-2004 were: the technical and institutional adjustments in the Brazilian Electric Industry – SEB, due to the energy crisis in 2001; the accelerated expansion of the network, the increase in NIS complexity, responsibilities and the institutional relations in the Brazilian Electric Industry, with special emphasis on the operative safety.

The Action Plan for 2002-2004 contemplates a set of projects grouped in five major programs in order to better characterize its connections and dependence relations.

Os Programas do Plano de Ação 2002/2004, são os seguintes:

- Programa 1 - Otimização da Operação do Sistema Interligado Nacional – SIN;
- Programa 2 - Atualização dos Processos Técnicos do ONS;
- Programa 3 - Aprimoramento das Relações Externas do ONS;
- Programa 4 - Desenvolvimento Organizacional do ONS;
- Programa 5 - Participação no processo de Revitalização do SEB.

O orçamento do Plano de Ação do ONS para 2002 estava estimado originalmente em R\$ 34 milhões, sendo R\$ 27 milhões para Projetos considerados como Investimento e R\$ 7 milhões para Projetos classificados como de Custeio.

Deste total, foram investidos no ano R\$ 32 milhões, sendo R\$ 25,5 milhões em Projetos de Investimento e R\$ 6,5 milhões em Projetos de Custeio, correspondentes a 94% do orçamento do Plano de Ação aprovado pela Diretoria Executiva e pelo Conselho de Administração.

Para cada um desses Programas é destacado a seguir o seu grau de realização e os benefícios que eles agregaram para o ONS e para o SIN de uma forma geral.

The individual programs mentioned in the Action Plan 2002/2004 are listed as follows:

- **Program 1** - Optimization of The National Interconnected System Operation – NIS;
- **Program 2** - Updating of ONS Technical Processes;
- **Program 3** - Improvement of ONS Public Relations;
- **Program 4** - ONS Organizational Development;
- **Program 5** - Participation in the SEB Revitalization Process.

The ONS Action Plan Budget for 2002 was initially estimated at R\$ 34 million and was divided into: R\$ 27 million for Investment Projects and R\$ 7 million for Projects classified as Expense Costs.

Of that amount, R\$ 32 million were actually spent as follows: R\$ 25 million for Investment Projects and R\$ 6,5 million for Expense Costing Projects. This corresponded to 94% of the Action Plan Budget approved by the ONS Executive Directory and Administrative Board.

For each of these programs a description follows on their respective status and benefits aggregated either to ONS or to the NIS.

CERJ ▸

A Companhia de Eletricidade do Rio de Janeiro – CERJ é uma das maiores distribuidoras de energia elétrica privadas do Brasil, atendendo a 66 municípios do Estado do Rio de Janeiro, com 1,6 milhão de clientes. O programa de investimentos da CERJ na atual gestão tem como objetivos melhorar o atendimento aos clientes e reduzir o desperdício de energia. No Conselho de Administração do ONS, a CERJ é membro representante da categoria Consumo.

The Electricity Company of Rio de Janeiro is one of the largest privately owned electric energy distributors in Brazil supplying 66 municipalities and over 1.6 million final consumers. Today, the CERJ investment program is presently focusing on improving client services and reducing energy waste. As an ONS associate member, CERJ represents the Consumer category class on the Administrative Board.



Programa 1 – Otimização da Operação do Sistema Interligado Nacional-SIN

Este Programa tem por objetivo principal garantir a segurança operacional e maximizar a eficiência no uso dos recursos e das instalações do sistema.

Quanto ao aprimoramento dos recursos para a operação em tempo real, deu-se continuidade ao processo de modernização dos Centros de Operação do ONS, tendo sido implantados os novos Sistemas de Supervisão e Controle nos Centros Regionais Norte, em agosto, Sul em novembro e Nordeste em dezembro de 2002. Desta forma, todos os Centros do ONS dispõem de moderno ferramental de análise, incluindo funções de Análise de Redes e de Controle Automático de Geração. Adicionalmente, o Sistema de Treinamento de Operadores, que propicia às equipes de operação a possibilidade de exercício nos mais diferentes cenários, com todos os possíveis graus de dificuldade, se encontra instalado nos Centros Regionais Sul, Nordeste e Norte devendo, ainda, ser instalado no Centro Nacional e no Centro Sudeste em 2003.

Foi também iniciada a operação comercial do novo Sistema de Supervisão e Controle do Centro Regional de Operação Sudeste.

A operação desses novos sistemas propicia, principalmente, os seguintes resultados:

- Aumento da confiabilidade da operação do Sistema Interligado Nacional através da disponibilização de modernos recursos de Supervisão e Controle;
- Aumento da segurança da operação através da disponibilização de ferramentas de análise de rede;
- Aumento da abrangência da operação dos Centros Regionais com a integração, de forma padronizada, de novos Agentes.

Program 1 – Optimization of the National Interconnected System Operation – NIS

This Program aims at ensuring operational safety and maximizing efficiency in the utilization of system facilities and resources.

In reference to the improvement of the real time operation resources, it's worth mentioning that the modernization process at the ONS Operation Centers has been resumed. This includes the implementation of new **Control and Supervision Systems** in Regional Centers, namely: North – August, South – November, and Northeast - December 2002. Thus, all ONS Centers have been provided with a modern set of tools for carrying out analyses, including the so-called "Network Analyses" and "Generation Automatic Control" functions. Additionally, the **Operator Training System**, which gives the operational staff the capability of exercising, in various different scenarios at every possible difficulty level, has already been installed in the following Regional Center: South, Northeast and North. Final installation at the National and Southeast Centers will be carried out in 2003.

The commercial operation of the new **Control and Supervision System at the Southeast Regional Operation Center** was also initiated.

The activation of these new operation systems will help achieve the following results:

- Increase the reliability of the National Interconnected System operation by making available modern Control and Supervision resources;
- Increase of the operation safety by making available network analysis tools;
- Increase of the Regional Centers operation scope with the integration, in a standard manner, of new agents.

Dando continuidade ao aprimoramento do processo de análise de perturbação, no que concerne à implantação de sistemas de seqüenciamento de eventos, foi incluída esta função na especificação funcional básica das unidades terminais remotas através de um trabalho conjunto ONS/Agentes/CEPEL. Tal sistema registra em ordem cronológica todos os desligamentos ocorridos numa dada perturbação.

Durante o ano de 2002, deu-se continuidade ao processo de implantação de Esquemas de Controle de Segurança (ECS) no sentido de preservar a integridade do SIN quando de grandes perturbações. Entraram em operação comercial os ECS de Itumbiara e Bandeirantes para fazer face às contingências na área Goiás/Brasília e foram instalados os equipamentos do ECS de Assis associado a contingências que levem a sobrecargas na transformação 440/230 kV de Assis, cuja entrada em operação comercial está prevista para o primeiro semestre de 2003.

The on-going improvement of the disturbance analysis process, in terms of implementing the event sequencing system, included this function in the basic specification of the remote terminal units by a joint effort with Agents and CEPEL. The system registers all power cuts during a given disturbance in chronological order.

During 2002, the implementation process of the **Safety Control Schemes (ECS)** was resumed, focusing on the preservation of NIS integrity when faced with major disturbances. The Itumbiara and Bandeirantes ECS commercial operation was launched in response to contingencies in the Brasília/Goiás area. Additionally, the ECS scheme was installed (at Assis) in equipment associated with contingencies eventually responsible for provoking an overload in the Assis 440/230 kV transformations. Commercial operation is scheduled to start in the first semester of 2003.



Programa 2 – Atualização dos Processos Técnicos do ONS

Este programa deu prosseguimento ao desenvolvimento do ambiente técnico do ONS, a ele acrescentando os requisitos apontados pela experiência na gestão da crise energética, principalmente os relacionados à capacidade de antecipação e controle das restrições do SIN. O Programa contempla quatro grandes objetivos: o primeiro é o de ajustar o processo mediante o qual são definidas as ampliações e reforços da Rede Básica, levando em consideração as necessidades de expansão das interligações entre os subsistemas; o segundo consiste em revisar os critérios técnicos adotados para o planejamento, programação e operação do sistema eletroenergético; o terceiro objetivo é o de aumentar a capacidade do ONS de se antecipar a eventuais crises energéticas e o quarto objetivo é o de aumentar a observabilidade e a controlabilidade do sistema eletroenergético.

No contexto da Administração da Transmissão destacam-se a conclusão de Projetos referentes à implantação do Sistema de Administração de Contratos e de Apuração Mensal de Serviços e Encargos de Transmissão, e a de implantação do Sistema de Acesso via Internet. Esses sistemas, além de automatizar os respectivos processos, criam canais que facilitam a comunicação com os diversos agentes, dando transparência e propiciando a agilização do seu desenvolvimento.

O desenvolvimento dos projetos relativos à avaliação dos indicadores de desempenho da Rede Básica, à melhoria da confiabilidade, assim como a definição dos requisitos mínimos para as instalações, permitiram ao ONS dispor de elementos mais concretos para a avaliação e gestão do desempenho do SIN.

Um projeto que merece destaque especial é o de avaliação de critérios para carregamento de linhas e transformadores, que criou, em 2002, toda a base para o estabelecimento de metodologia para determinação de seus limites.

Program 2 – Updating ONS Technical Processes

This program carried on with the development of the technical environment at ONS, adding to it the additional requirements indicated by experiences achieved in the energy crisis, mostly those related to constraints and forecasting and control capacity of the NIS operation. The Program contemplates four major goals: 1) to adjust the process by which definitions are made for the expansion and reinforcement of the Main Network, keeping in view the need to expand the interconnection between subsystems; 2) reviewing the technical criteria adopted for electro-energetic system planning, programming and operation; 3) increasing the ONS capacity for anticipating any eventual energy crisis; and finally: 4) creating the means to increase the observability and controllability of the system.

Within the scope of Transmission Administration, it's worth mentioning the conclusion of some major projects related to the implementation of Contract Administration procedures and the **Monthly Accounting of Services and Transmission Charges System** as well as the implementation of the **Information Access System via Internet**. These systems, besides making the respective processes automatic, also generate communication channels to facilitate data and voice exchanges with various agents, fomenting transparency of all ONS procedures.

The development of projects related to the evaluation of the performance standards in the Main T Network, reliability level improvements and the definition of the minimum requirements for installations have given ONS more concrete tools to evaluate and manage the NIS.

One project worthy of specially note is the criteria evaluation study for loading lines and transformers, which in 2002, created the very basis for establishing the methodology used to determine the practical limits of transmission line and equipment.

Deve-se ressaltar também a conclusão do desenvolvimento básico do Sistema Integrado de Planejamento e Programação da Operação Eletroenergética – SIPPOEE. Este sistema permite o uso de dados consistentes em todos os programas de planejamento e programação da operação eletroenergética, além de proporcionar um ganho de segurança pelo processamento integrado. Os estudos realizados no ambiente do SIPPOEE compartilharão uma mesma base de dados, o que garante sua consistência, proporcionando melhor auditabilidade e reprodutibilidade de resultados.

Entre os esforços para o aprimoramento das ferramentas computacionais para planejamento e programação eletroenergética, um importante avanço foi obtido com a entrada em uso regular do programa computacional DECOMP, a partir do mês de maio.

Este modelo de otimização dos recursos, a mínimo custo, permite a representação do parque gerador das usinas individualizadas, bem como das restrições operativas energéticas e elétricas.

Com relação à Integração de Base de Dados do ONS, houve total integração dos dados dos novos sistemas de aplicação, integração de bases de dados legadas com a Base Técnica. Foram padronizadas as ferramentas para administração de dados e os servidores de banco de dados no ONS.

Once again, special attention must be made in regard to the conclusion of the basic development of the **Electro-energetic Operation Planning and Programming System – SIPPOEE**. This system allows for consistent data usage in all planning and programming models used for electro-energetic operation and also promotes safety advantages arising from integrated processing. The studies carried out in the SIPPOEE environment will share the same database, resulting in better conditions to audit and reproduce results.

Among the efforts made to improve the computational tools used in the electro-energetic planning and programming procedures, important progress was made with the activation of the computational program – DECOMP, initiated in may of 2002.

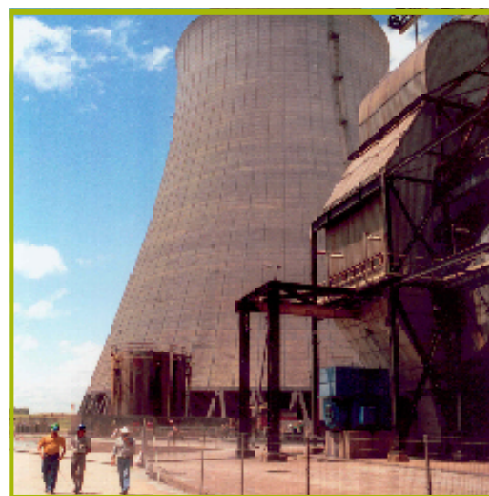
This optimization model targets the determining of resource utilization at minimum cost and allows for the representation of power plant generator parks on an individual basis, considering both electrical and energy management constraints.

In regard to the ONS Database Integration Project, full integration of the new application systems was made with the existing databases at ONS. The ONS data management tools as well as the database servers were all successfully standardized.

CGTEE ▶

A Companhia de Geração Térmica de Energia Elétrica – CGTEE, constituída em julho de 1997, é uma empresa do Sistema Eletrobrás. A CGTEE produz energia através de suas usinas termelétricas instaladas no Estado do Rio Grande do Sul (UTES Presidente Médici, São Jerônimo e Nutepa), que totalizam 490 MW. No Conselho de Administração do ONS, a CGTEE é membro representante da categoria Produção.

The Thermal Generation Electric Energy Company was constituted in 1997 and belongs to the Eletrobras Group of companies. The installed capacity at its thermal generation plants in the state of Rio Grande do Sul totals 490 MW. These plants are Presidente Medici, São Jerônimo and Nutepa. The CGTEE represents the Production category class on the ONS Administrative Board.



Foi concluída a primeira etapa do Sistema Computacional de Gestão de Intervenções – SCGI, que garantirá um controle efetivo de todas as intervenções solicitadas pelos Agentes, além de dar maior transparência aos procedimentos adotados pelo ONS.

Quanto ao aumento da capacidade do ONS de se antecipar a eventuais crises energéticas, podem-se citar os estudos desenvolvidos pelo ONS no âmbito do MME, relativos à definição de sinais de alerta quanto a dificuldades de suprimento.

Para a operação eficiente e segura do Sistema Interligado Nacional – SIN é de fundamental importância se dispor de um adequado sistema de coleta de dados das instalações elétricas – subestações e usinas. Em 2002 foi iniciado o Projeto do Sistema Nacional de Observabilidade e Controlabilidade, o SINOCON, cujo objetivo principal é o de resgatar o passivo histórico de deficiências dos recursos de aquisição de dados das instalações, que limitam a capacidade dos Centros do ONS quanto à monitoração do sistema, tanto em situação normal quanto em emergências, incluindo os aspectos associados à análise dos fatos ocorridos.

The first phase of the **Intervention Management Computational System – SCGI** was finally completed. This will guarantee effective control of all future interventions required by agents, and adds the desired level of transparency in the procedures adopted by ONS.

In regard to the ONS capacity to anticipate eventual energy crises, it's important to mention the studies that were developed by ONS and the MME, which sought to identify and define the warning signals of impending or possible power supply difficulties.

In order to ensure a safe and efficient operation of the electric system, an adequate system for data collection at generation plants and substations is a fundamental tool for ONS. To reach this goal, in 2002, a new project was launched to enhance the capacity of control and observation of the system, designated the **SINOCON Project**. Its objective is to overcome a historical deficit of data acquisition resources, which limit the ONS Operation Centers capacity to monitor the system in both normal and emergency situations.

A ANEEL definiu em seu Ofício ANEEL nº 151/2002-SRT/ANEEL de 6/11/2002 e na Resolução nº 605 de 5/11/2002, que o ONS será o responsável pela especificação técnica e aquisição das Unidades Terminais Remotas – UTRs, a serem instaladas em usinas e subestações. Esse trabalho, a ser desenvolvido em regime de co-responsabilidade com os Agentes envolvidos, permitirá de forma ágil a implantação de cerca de 450 UTRs, cujos recursos atuais não atendem aos requisitos dos Procedimentos de Rede. Na primeira etapa do SINOCON, denominada de emergencial, será abrangido um conjunto de cerca de 150 instalações.

Os equipamentos a serem instalados (UTRs) serão dotados de Sistema de Seqüenciamento de Eventos, com sincronização via satélite, que permitirá a avaliação, praticamente em tempo real, de todo o desdobrar de qualquer ocorrência no SIN, facilitando tanto o processo de restabelecimento, como também a análise detalhada dos fatos havidos, visando primordialmente detectar e sanar suas causas.

A disponibilização de uma sólida base de informações é pré-condição para a plena utilização dos recursos de funções de análise de rede disponíveis, tanto em regime permanente quanto em regime dinâmico, proporcionando importantes ganhos à segurança e confiabilidade do Sistema.

Neste sentido, além da implantação de funções de análise de rede em tempo real e modo estudo, cuja utilização já foi anteriormente mencionada, encontram-se em implantação Simuladores de Treinamento de Operadores que permitem avaliações de configurações verificadas e de diferentes cenários de estudo.

ANEEL, in its Resolution nº 605, dated November 5th, 2002, and in its Official Publication 151/2002-SRT/ANEEL, dated November 6th, 2002, defined that ONS will be responsible for the technical specification and purchase of Remote Terminal (Control) Units – UTRS, to be installed at substations and plants. This work is to be developed together with sector agents and will allow the rapid installation of more than 450 new UTR units, since present day resources do not comply with the requirements established in the Grid Procedures. In the first stage of the SINOCON Project, considered to be an emergency action, more than 150 units will be installed at critical points.

The UTR units will be equipped with an **Events Sequence System**, synchronized by satellite, which will permit almost instant data recording and establishment of the evolution of sequential events during disturbances in the electric system. This will facilitate the recomposition process and simplify the task of identifying the causes and defining the corrective actions of any disturbance in the system.

The access to a solid information base is a precondition for the full use of the network analysis resources available, both in steady state and dynamic regimen, providing important gains in safety and reliability in the Electric System.

In this context, besides the network analysis functions in real time and study mode already mentioned, ONS is also implanting Operator Training Simulators that will permit the evaluation of system configurations in different study scenarios.

Programa 3 – Aprimoramento das relações externas do ONS

Este programa contempla os Projetos de Gestão dos Procedimentos de Rede e do desenvolvimento do Sistema de Informações do ONS – SIGA.

Tem caráter essencialmente institucional e foi desenvolvido para a consolidação da imagem do ONS como prestador de serviços aos Agentes que atuam diretamente sobre o sistema eletroenergético. O principal instrumento que consubstancia este relacionamento é o conjunto de Procedimentos de Rede do ONS.

Os Procedimentos de Rede se constituem em um conjunto de regras e procedimentos técnicos indispensáveis para que o Operador Nacional possa exercer plenamente o planejamento e a programação da operação eletroenergética, a supervisão e o controle da operação em tempo real e a administração da transmissão. No que se refere ao seu desenvolvimento, o ONS atendeu rigorosamente todos os prazos exigidos pela ANEEL, destacando-se que a interação com os agentes esteve presente em todas as fases do processo. No ano de 2002 foram concluídos, pelo ONS, todos os Módulos dos Procedimentos de Rede, tendo sido autorizada, pela ANEEL, sua utilização em caráter provisório.

O conjunto dos Procedimentos de Rede está organizado em 23 módulos que cobrem assuntos específicos, 142 submódulos e contido em cerca de 2000 páginas de documentação.

Resta apenas pendente o Módulo 14 – Serviços Ancilares, cujo estabelecimento de regulação por parte do Agente Regulador está previsto para 2003. A aprovação definitiva dos Procedimentos de Rede deverá ocorrer em 2003, quando a ANEEL realizará audiência pública com a participação dos agentes e de representantes da sociedade. Os Procedimentos de Rede devem ser considerados como documentos em permanente processo de atualização e aperfeiçoamento de modo a acompanhar a evolução do Sistema Interligado Nacional, do Operador e do relacionamento com os agentes que compõem o setor elétrico brasileiro.

Com relação ao projeto do Sistema de Informação do ONS – SIGA, deu-se início no ano de 2002 a uma análise detalhada da arquitetura, da administração e integração de informações, incluindo os sistemas e bases de dados existentes, com vistas à sua implantação. Foram desenvolvidos estudos para elaboração de Termo de Referência e desenvolvimento da respectiva especificação.

Program 3 – Improvement of ONS Public Relations

This program contemplates the Grid Procedures Management Projects and the development of the ONS Information System – SIGA.

It is essentially institutional, being developed to consolidate the ONS image as a service provider to the Agents which form the power system. The main element for defining these relations are the Grid Procedures elaborated by ONS.

The Grid Procedures consist of a set of rules and technical procedures indispensable for ONS to fully execute the operation programming and planning activities, monitoring and control of the real time operation and for administering the Main Transmission Network. ONS rigorously attended all deadlines required by ANEEL during the elaboration of these documents. Mention must be made of the participation of sector agents in this work in every step of the process. In 2002 ONS concluded the Grid Procedures Modules. Provisional use was authorized by ANEEL.

The Grid Procedures are organized in 23 specific modules and 142 submodules, representing about 2000 pages of documents.

At this time, only Module 14 – Ancillary Services, is depending from regulation by ANEEL, the Regulatory Agent which is expected to occur in 2003. The final approval of the Grid Procedures is expected in 2003, when ANEEL will conduct a public hearing with the participation of agents and the society in general. The Grid Procedures are subject to permanent improvement and updating in order to follow the needs of the National Interconnected System as well as the unfolding relations that ONS maintains with all agents in the Brazilian Electric Industry.

The ONS Information System – SIGA, was initiated in 2002. At that time, ONS started to conduct a careful analysis of the architecture, administration and integration of information, including the systems and databases of existent data previous to its implementation. Studies were conducted in order to elaborate the Term of Reference for the system and the respective specifications.

Programa 4 – Desenvolvimento Organizacional do ONS

No ano de 2002, foi realizada a primeira etapa do projeto de Consolidação e Aperfeiçoamento do Modelo de Gestão do ONS, com a definição das características, princípios e políticas organizacionais. Foram identificadas e analisadas as características e os princípios organizacionais que regem o funcionamento do ONS, explicitados os valores de gestão do Operador e propostos os instrumentos para aperfeiçoar o seu funcionamento corporativo. Esses instrumentos são as políticas e os sistemas organizacionais, esses últimos com o objetivo de aperfeiçoar a coordenação e articulação das ações internas do ONS, que deverão ser detalhados e implantados durante o ano de 2003.

Foram também implantados no âmbito deste Programa: o Sistema de Gerenciamento de Recursos de Informática e dos serviços de monitoramento de todos os servidores do ONS e a gerência da rede de comunicação. A arquitetura de Tecnologia de Informação do ONS foi consolidada, com a adoção de padrões estruturais com ênfase na arquitetura de multicamadas, permitindo a utilização de aplicativos WEB.

Program 4 – ONS Organizational Development

In 2002, the first phase of the **ONS Management Model Improvement and Consolidation Project** was realized in which the definition of the organizational policies, principles and characteristics took place. This stage involved the identification and analyses of the organizational characteristics and principles regulating all ONS operations, presentation of management values and the proposed instruments to improve the corporative workings. These instruments in fact are the organizational policies and systems that were designed to improve the coordination and articulation of all internal ONS activities. They will be carefully detailed and implemented during the year 2003.

Other aspects of this same program worth citing are: the Management System for IT Resources, Monitoring Services for all ONS servers and the management of the Communication Network. ONS Information Technology Architecture was consolidated through the adoption of structural standards, especially multi-layer architecture that allows for the utilization of WEB applications.



► CESP

A Companhia Energética de São Paulo é a maior empresa de produção de energia elétrica do Estado de São Paulo e a terceira maior do país, com uma potência instalada total de 7.345 MW em seis usinas hidrelétricas. O mercado suprido pela CESP é composto pelas principais distribuidoras de São Paulo. No Conselho de Administração do ONS, a CESP é membro representante da categoria Produção.

The Energy Company of São Paulo owns a total capacity of 7,345 MW installed at six hydroelectric plants. It is the largest production company in the state of São Paulo and the third largest in Brazil. The main market supplied by CESP is made up of the distribution companies in the state. Cesp sits on the ONS Administrative Board as an associate member representing the Production category class.

CHESF ▶

Com mais de 50 anos de atuação, a Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – CHESF atua na produção e transmissão de energia elétrica, bem como na comercialização com grandes consumidores. A CHESF supre, principalmente, os oito estados nordestinos do Piauí à Bahia, beneficiando mais de 40 milhões de habitantes. Com uma rede de transmissão de mais de 17.000 km de extensão, a CHESF é membro representante da categoria Transporte no Conselho de Administração do ONS.

With more than 50 years of operational experience, the São Francisco Hydro Electric Company produces and transports electric energy and also commercializes power among large energy consumers. CHESF supplies the 8 northeastern states of Brazil, from Piauí down to Bahia benefiting more than 40 million people. This state owned company operates a network of over 17 thousand kms of transmission lines. As a member of the ONS Administrative Board, CHESF represents the Transport category class.



Programa 5 – Participação no Processo de Revitalização do SEB

O ONS participou ativamente da Câmara de Gestão da Crise de Energia – GCE, posteriormente substituída pela Câmara de Gestão do Setor Elétrico, fornecendo suporte técnico e subsidiando suas decisões.

A Resolução nº 18, de 22.07.2001, da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica – GCE, criou o Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico, com a missão de encaminhar propostas para corrigir as disfuncionalidades correntes e propor aperfeiçoamentos para o referido modelo.

O ONS, durante o ano de 2002, participou também ativamente dos trabalhos desenvolvidos pelo Comitê de Revitalização, sempre destacando a importância de que sejam mantidos os princípios julgados imprescindíveis para que a sociedade continue sendo beneficiada pela preservação do ótimo sistêmico, obtido a partir da coordenação integrada do SIN, que busca equilibrar as necessidades de otimização com o atendimento energético, preservando as restrições específicas dos agentes e de suas instalações.

Program 5 – Participation in the SEB Revitalization Process

ONS actively participated on the Energy Crisis Committee – GCS, later replaced by the Electric Sector Management Committee. ONS provided technical support and other technical subsidies to aid the Committees in their decision making processes.

Resolution nº 18, dated July 22, 2001, issued by the Electric Crisis Management Committee – GCE, created the Electric Industry Revitalization Model Committee with the objective of elaborating proposals to correct current dysfunctions by proposing improvements for the Power Sector Model.

In 2002, ONS also played an active role in projects developed by the Revitalization Committee. The work always highlighted the importance of defending the basic principles of the system so that society may continue to enjoy the benefits derived from preserving the optimized system operation; a natural result of an efficient integrated coordination of the system. At all times the focus is on balancing the need for optimization with the need for an adequate power supply while taking into consideration the specific constraints of sector agents and their installations.

■ Atividades Permanentes

A seguir são apresentados os principais destaques relativos ao desenvolvimento das atividades permanentes do ONS em 2002, para o cumprimento das atribuições estabelecidas pela Lei 9.648/98 e Decreto 2.655/98.

■ RELACIONAMENTO EXTERNO E COMUNICAÇÃO COM A SOCIEDADE

Relacionamento com o Governo, Agências Reguladoras, Agentes e Entidades do Setor

Além de uma intensa atuação junto aos agentes associados, que envolve desde o recebimento de dados, o fornecimento dos produtos que resultam da aplicação dos Procedimentos de Rede e o intercâmbio de informações necessárias para o desenvolvimento de suas atividades de operação sistêmica, o Operador Nacional manteve em 2002 um estreito relacionamento com entidades governamentais e agências reguladoras, sobretudo com: o MME, a ANEEL, a ANA, bem como com o MAE e outras importantes entidades setoriais.

Nos primeiros meses do ano, estando ainda em vigor o racionamento de energia elétrica, o relacionamento do Operador com o Governo ocorreu principalmente através de sua participação na Câmara de Gestão da Crise de Energia – GCE. O monitoramento da situação eletroenergética do SIN e os estudos de avaliação realizados pelo ONS serviram de base para as decisões da Câmara, inclusive para o estabelecimento das condições de saída do racionamento. Nessa ocasião, o ONS foi convidado a comparecer ao Conselho Nacional de Política Energética – CNPE para um relato sobre a situação energética do sistema.

■ Permanent Activities

The main highlights in the development of ONS permanent activities in 2002 are presented next. These activities were executed in compliance with obligations established by Law 9.648/98 and Decree 2.655/98.

■ PUBLIC RELATIONS AND COMMUNICATION WITH SOCIETY

Relations with the Government, Regulatory Agencies, Agents and Entities in the Industry

Besides the intense work undertaken together with associate agents involving the gathering of data, providing the products cited in the Grid Procedures and the exchange of information needed for the development of its system operation activities, ONS maintained in 2002 a close relationship with Government authorities and regulatory agencies, specially with the MME, ANEEL, ANA, as well as with the MAE and other important entities in the power sector.

In the first months of the year, when the electric energy-rationing program was in effect, the relation between ONS and the government was carried out primarily through the GCE (Energy Crisis Committee) in which ONS played an important role by monitoring of the NIS electro-energetic scenario. ONS also elaborated many key studies that aided the GCE in its critical decision-making functions, which guided the country through the rationing program. ONS was also invited to present to the National Council for Energy Policy a report on the energy supply conditions in the power system.

Com o fim do racionamento e a instituição da Câmara de Gestão do Setor Elétrico - CGSE, o ONS continuou como integrante da Câmara, prestando informações sobre a situação energética tendo participado dos grupos de trabalho do Comitê de Revitalização do Setor principalmente sobre os temas relacionados com o despacho e formação de preço, a definição de sinais de alerta referente ao atendimento eletroenergético, o equilíbrio entre oferta e demanda de energia, a expansão da transmissão e o aperfeiçoamento das regras do MAE.

Ainda no âmbito da CGSE, o ONS efetuou o acompanhamento da situação energética e a reavaliação das curvas de aversão a risco. Devido à necessidade de se atingir níveis adequados de confiabilidade, o ONS recomendou a antecipação da linha de transmissão Londrina-Assis-Araraquara em 500 kV e da transformação em Assis, atualmente em licitação pela ANEEL, o que aumenta o grau de acoplamento entre os sistemas de 400 kV e 500 kV, reduzindo a abrangência geográfica de eventuais blecautes causados por contingências múltiplas.

Durante o processo de transição para o novo Governo Federal, o ONS foi chamado a apresentar à Equipe de Transição um detalhado relato sobre as condições de atendimento eletroenergético do SIN a curto e médio prazos.

No tocante ao relacionamento com as agências reguladoras, algumas ações realizadas em 2002 merecem ser destacadas. Com a ANEEL, o fornecimento de informações sobre o impacto do atraso de obras de geração e transmissão nas condições de suprimento, que deram suporte à Agência no acompanhamento da implantação de novas obras.

No processo de licitação de novas instalações de transmissão da Rede Básica, conduzido pela ANEEL, o ONS deu importante suporte técnico tanto na etapa de elaboração dos editais, através da preparação de 14 Anexos Técnicos, quanto na análise de 15 projetos básicos de novas instalações, verificando a sua adequação aos Procedimentos de Rede.

With the end of the energy rationing and with the institution of CGSE – Energy Industry Management Committee, ONS, as a member of this committee, kept on providing information related to the energy scenario and participating in work groups of the Industry Revitalization Committee, mostly concerned with the following subjects: energy dispatch and price formation, the definition of warning signals related to the electro-energetic supply, the balance between energy demand and supply, transmission expansion and the improvements of MAE rules and procedures.

Furthermore, within the scope of the CGSE, ONS monitored the energy supply scenario and reevaluated the risk aversion curves. In order to reach adequate levels in system reliability, ONS recommended to anticipate the entry into service of the Londrina-Assis-Araraquara 500 kV transmission line, and of transforming equipment in Assis, currently under a tendering procedure by ANEEL. These installations increase the coupling between the 400 kV and 500 kV transmission systems, thus reducing the geographical extent of eventual blackouts caused by multiple contingencies.

During the transition process to the new Federal Government, ONS was invited to present a detailed report to the Transition Team, showing the energy supply conditions of the NIS in short and medium term horizons.

Regarding the relations maintained with regulatory agencies, some measures taken in 2002 should be highlighted. Concerning relations with ANEEL, important information was provided about the impact caused by the delay of some work on generation and transmission projects on the power supply conditions in the NIS. This strongly aided the Agency in monitoring the implementation of new work.

In the bidding procedures conducted by ANEEL for new facilities for the Main Transmission Network, ONS provided important technical support in the preparation for the "Call for Bids" phase. This was done by the elaboration of 14 Technical Annexes to the Tender itself. In 2002, ONS also analyzed 15 basic projects for new facilities by first verifying their compliance with all connection requirements as outlined in Grid Procedures.

O ONS também deu suporte à ANEEL nas ações iniciais para o equacionamento da expansão das instalações da rede de subtransmissão, da responsabilidade das distribuidoras, cuja não implantação poderá comprometer o desempenho da Rede Básica.

Com a ANA, houve uma forte interação do Operador na atuação junto aos Comitês de Bacias, na revisão e definição das restrições operativas da hidrovia Tietê-Paraná e foi dado início ao processo de revisão das séries de vazões naturais aos aproveitamentos hidrelétricos, que fornecerá uma base de dados hidrológicos mais consistentes e precisos para a quantificação das disponibilidades hidroenergéticas.

No processo de troca de informações entre o ONS e o MAE, o aspecto mais marcante do relacionamento em 2002 foi a continuidade da implantação do sistema de medição para faturamento que será compartilhado pelas duas entidades, com término previsto para 2003.

ONS also supported ANEEL in the equationing of the expansion of the subtransmission network, which is under the responsibility of the distribution agents, and which may affect the performance of the Basic Transmission Network in the occurrence of delays in its implantation.

With reference to relations with the ANA, a strong interaction was promoted between ONS and the River Basin Committees regarding the review and definition of the operative restrictions to the Tietê-Paraná waterway. Additionally, a review process was started dealing with the series of natural water flows to hydroelectric plants. These studies provide the basis for a more consistent and precise hydrological database in order to quantify hydro energy availability.

In the information exchange process between ONS and MAE, the energy wholesale market, the most important aspect of this relation in 2002 was the continuance of the electric energy metering system implementation for controlling billing which will be shared by the two entities and forecasted to end in 2003.



Relações Internacionais

No âmbito das relações internacionais do ONS os seguintes pontos merecem destaque:

- a continuação como afiliado ao Electric Power Research Institute – EPRI, com vinculação aos programas Operação e Planejamento, e foco específico nos projetos CIM/OTS, para treinamento de operadores e compatibilização de informações em tempo real, ANNSTLF, para previsão de carga de curto prazo, e VSA, para análise de segurança de tensão;
- a filiação do ONS ao “The Group of International Comparison of Transmission System Operation Practice”, entidade internacional que reúne vinte operadores de sistema, para intercâmbio de experiências e comparação visando estabelecer as melhores práticas;
- a continuidade da cooperação técnica com a CAMMESA, nas áreas de planejamento, programação e operação em tempo real, no âmbito do acordo firmado entre os operadores argentino e brasileiro;
- a continuidade da parceria com a United States Energy Association (USEA), financiada pela United States Agency for International Development (USAID), para o intercâmbio técnico com Operadores de Sistemas americanos, tais como o CAISO (California ISO) e o NEPP (Northeast Power Pool).

International Relations

In the field of ONS international relations, the following points must be highlighted:

- ONS continued as affiliate of the Electric Power Research Institute – EPRI, in the Planning and Operations programs, with specific interest on the projects CIM/OTS, for operators training and a common interface for real time information, ANNSTLF, for short term load forecasting, and VSA, for voltage security analyses;
- ONS became in 2002 an affiliate of “The Group of International Comparison of Transmission System Operation Practice”, an international entity which brings together twenty System Operators for the interchange of experiences and the establishment of best practices;
- ONS and CAMMESA, the System Operator of the Argentine Power System, continued to undertake technical cooperation activities in the areas of planning, scheduling and real time operation, in the terms of the Agreement signed by both Operators.
- ONS continued to work with the United States Energy Association (USEA), which is being financed by the United States Agency for International Development (USAID), to foment the creation of a technology partnership with important american power system operators, such as CAISO (California ISO) and NEPP(Northeast Power Pool).

COELBA ▸

Privatizada em julho de 1997, a Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia está presente em todos os recantos do estado, contribuindo para o seu desenvolvimento social e econômico. Operada pelo grupo espanhol IBERDROLA, a COELBA vem promovendo mudanças nos seus processos, implantando novos sistemas e introduzindo novas tecnologias de ponta. No Conselho de Administração do ONS, a COELBA é membro representante da categoria Consumo.

Privatized in July of 1997, The Electricity Company of the State of Bahia is present throughout this important state contributing to the social and economic development of the region. Operated by the Spanish group IBERDROLA, the company has made many changes in its processes by implanting new systems and introducing vanguard technology. COELBA sits on the ONS Administrative Board and represents the Consumer category class.



Relacionamento com a Sociedade e com a Imprensa

O grande interesse da sociedade organizada pela questão do suprimento eletroenergético, em decorrência do racionamento de energia, fez com que o ONS estivesse presente em várias ocasiões, apresentando um relato da experiência da crise e uma avaliação das condições futuras de atendimento para autoridades estaduais, como o Fórum dos Secretários de Energia dos Estados, representantes do Ministério Público, Congresso Nacional, Investidores no Setor, Entidades de Classe, inclusive organismos internacionais, e Federações de Comércio e Indústria.

Durante o ano de 2002, o ONS manteve também a imprensa permanentemente informada sobre as condições operativas do SIN. Destaca-se o evento do blecaute em 21 de janeiro que, devido a sua dimensão, teve forte repercussão na mídia. Com o final do racionamento em fevereiro, as demandas e as referências ao ONS na imprensa passaram a se concentrar em projeções para o setor, na necessidade de investimentos para assegurar a expansão e aspectos vinculados com a segurança do SIN.

Pode-se dizer que 2002 foi um ano de consolidação da imagem do Operador como um provedor de informações técnicas atualizadas e confiáveis sobre a operação do sistema elétrico interligado nacional.

De forma consistente com esse posicionamento, o ONS publicou mensalmente na revista Veja, entre maio e dezembro a coluna "De Olho na Energia", com informações sobre consumo de energia, aflúências às usinas hidrelétricas e níveis de armazenamento dos reservatórios, além de uma avaliação das condições de atendimento a médio prazo.

O site do ONS constitui-se numa importante fonte de consulta para a sociedade em geral tendo, em 2002, recebido cerca de 700 visitantes por dia.

Ao todo, em 2002, o ONS foi citado em um total de 844 matérias jornalísticas, das quais 80% tiveram abordagem positiva. No total, em termos de espaço, essas matérias representaram cerca de 200 páginas de jornal, o que evidencia um alto nível de exposição do Operador.

Relations with the Society at Large and the Press

Due to the emergency energy rationing program, the massive interest taken by the general public in regard to energy supply issues, obliged ONS to present several reports on the crisis situation and subsequent analyses of the future supply conditions mainly to government authorities and sectorial entities. To name a few: The Forum of State Secretaries of Energy, Public Ministry representatives, the National Congress, investors of the Electric Industry, Class Entities, including international agencies and Federations of Industry and Trade.

In 2002 ONS also kept the press permanently informed about the situation of the operative conditions in the NIS. The blackout of January 21st, owing to its dimension and broad repercussion on society, captured the attention of the media. With the end of the energy-rationing program in February, the demands made on, and the references made to ONS in the press focused more on projections for the energy industry and on the urgent need for investments in the sector so as to guarantee the necessary expansion and safety of the NIS.

It's worth noting that 2002 was an important year for consolidating the ONS public image as a provider of precise, up to date and reliable technical information covering all aspects of the National Interconnected System.

As such, ONS published a monthly column called "De Olho na Energia" (With an Eye on Energy) in the nationally famous "Veja Magazine" between May and December. These reports furnished the public with information on energy consumption, to the energy inflows to hydroelectric plants and reservoirs storage levels and issuing reports in non-technical language, analyzing the mid-term energy supply conditions in the country.

ONS's Web Site became an important source of information to society in general, receiving approximately 700 visitors per day in 2002.

During the year, ONS was mentioned in some 844 journalistic articles, representing over 200 pages of news coverage. More than 80% of the reports showed a positive opinion of the organization, the professionals and company activities.

■ GESTÃO CORPORATIVA

Em 2002, o ONS através de uma ação integrada entre suas unidades administrativas, deu seqüência ao desenvolvimento dos aspectos técnicos e gerenciais de sua organização, destacados a seguir.

Gestão de Recursos Humanos

Durante o ano ocorreu o Aprimoramento e a Consolidação dos Modelos e Processos de Gestão Corporativa, com a reavaliação dos princípios e das políticas organizacionais da empresa. O trabalho foi concluído em dezembro, com participação de toda a organização e em 2003 dar-se-á a sua implementação.

Tendo em vista ser o ONS uma empresa que requer grande nível de conhecimento nas áreas de sua competência, procurou-se manter forte investimento no desenvolvimento de seu corpo técnico e gerencial.

O ONS programou em 2002, 2% de sua folha bruta de pagamentos para o desenvolvimento profissional de seus empregados quando a média nacional está na ordem de 1,5%.

O Desenvolvimento Profissional do pessoal do ONS está calcado em três pilares: avaliação da competência, gestão de desempenho e programa de treinamento.

■ CORPORATE MANAGEMENT

In 2002, by means of integrated activities among its administrative units, ONS carried on with the development of its organizational, technical and managerial activities as highlighted below:

Human Resource Management

Throughout the year, steps were taken to improve and consolidate Corporate Management processes and Models including a reevaluation of the company's organizational principles and policies. The work was concluded by December, thanks to the participation of the entire organization. Its implementation is due to begin in 2003.

It's important to keep in mind that ONS is the kind of company that requires a great level of knowledge in its areas of competence. Therefore, a great deal of time and effort is made on the development of its managerial and technical teams.

In 2002 ONS proportioned 2% of payroll for investments in professional development for its employees whereas the country's average was in the order of 1.5%.

The professional development of ONS personnel is based on three pillars: competence evaluation, performance management and training programs.

COPEL ▶

A Companhia Paranaense de Energia – COPEL atua nas áreas de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica. Possui 17 usinas hidrelétricas e uma termelétrica, com capacidade instalada de 4.550 MW. Na área de distribuição tem quase três milhões de consumidores, dispersos em 98% do Paraná, sendo reconhecida por seu bom desempenho e ações inovadoras. No Conselho de Administração do ONS, a COPEL é membro representante da categoria Produção.

The Energy Company of Paraná is an integrated energy utility, generating, transporting, distributing and commercializing electricity in the state of Paraná, in the south of Brazil. The company owns 17 hydro plants and one thermoelectric production plant with a total installed capacity of 4,550 MW and supplies nearly 3 million consumers covering 98% of the state. A company recognized for its good performance and innovative actions, COPEL is an associate member of the ONS Administrative Board and represents the Production category class.



O programa de treinamento de 2002 foi estabelecido a partir da análise dos dois primeiros pilares, incorporando toda a necessidade de treinamento do quadro técnico e gerencial do ONS.

Em 2002, foram realizados 980 treinamentos que alcançaram 54,6% dos empregados.

Destaca-se, com relação ao treinamento técnico, a participação em cursos de conhecimento específico nas áreas de informática, telecomunicações e sistemas elétricos. Quanto ao desenvolvimento da gestão, ressalta-se a organização de cursos de aprimoramento da administração do tempo e as técnicas de exposição em público e trabalho em equipe, dadas as características do ONS, que necessita desenvolver trabalhos em rede, de forma transparente, com forte interação com as equipes dos Agentes e com exposição para a sociedade em geral.

Em 2002, com base em um diagnóstico efetuado após a ocorrência de janeiro de 2002, com o objetivo de ampliar a segurança elétrica do SIN, foi iniciado um projeto de Gestão de Competência do SIN, com o levantamento participativo junto aos agentes das funções operacionais de caráter estritamente sistêmico do Setor Elétrico, cujos desempenhos dependem de ações integradas de desenvolvimento. Gestão de Competência significa administrar recursos humanos envolvidos, através do Modelo de Competências construído a partir das necessidades do negócio. O modelo permite o alinhamento dos processos de RH, tornando-os coerentes com os objetivos estratégicos da organização.

The 2002 training program was based on the analysis of the two first pillars, incorporating every training necessity for the technical and managerial staff.

In 2002, a portion of 54.6% of ONS employees participated in 980 training events.

In relation to technical training projects, it's worth mentioning the participation of the IT, telecommunications, and electric systems areas in the specialized knowledge training programs conducted at ONS. The content of management training programs involved courses on time management optimization and teamwork and public presentation techniques, due to the specific characteristics of ONS, where work is developed on a network basis, and in a transparent way, with strong interaction with the agents' technical teams and with public exposition.

In 2002, based on a diagnosis made after the contingency of January/2002, with the objective of improving the electrical safety of the SIN, a Competence Management Project was launched together with a participative survey that included agents from the Electric Industry working in systemic operational functions, whose performance depend on integrated actions. Competence Management means administering human resources by using a Competence Model built from the business's needs. Such a model allows for the alignment of HR processes, making them coherent with the organization's strategic objectives.

Foram mapeadas 382 competências existentes e necessárias, dentro de treze funções sistêmicas. Iniciou-se, então, a preparação de planos de ações que proporcionem treinamentos de profissionais do Sistema Interligado Nacional, através de Convênios com Universidades e Centros de Pesquisa. Foram estabelecidos Convênios com a Universidade Federal do Rio de Janeiro e a Universidade Federal de Santa Catarina, visando o aperfeiçoamento dos recursos humanos em funções sistêmicas de proteção e de estabilidade de sistemas, respectivamente.

A formação complementar dos profissionais do setor, através da especialização em sistema de potência, continuou sendo estimulada através dos Convênios com as Universidades Federais de Pernambuco e de Itajubá (MG).

Devem-se também registrar várias participações em MBAs e em seminários e encontros para discussão de assuntos aplicados à área do setor elétrico brasileiro. Em complemento, tiveram continuidade os programas de formação e desenvolvimento de equipes, de formação de jovens talentos (trainees universitários e técnicos, estagiários) e de Certificação de Operadores de Sistema, iniciativa pioneira do ONS no estímulo ao aprimoramento profissional desta categoria. Neste último mencionado programa, após a avaliação de 76 profissionais foram iniciados e direcionados os treinamentos com o desenvolvimento contínuo das competências necessárias. Adicionalmente, um primeiro ciclo de treinamento nos temas comunicação, negociação e agilidade de raciocínio, está previsto ser concluído em abril de 2003. No caso dos trainees, os treinamentos e desenvolvimentos atendem também às necessidades dos agentes, considerando o eventual aproveitamento desses pelas demais empresas do SIN.

A Política de Gestão de Pessoal foi voltada para a constante análise comparativa dos dados próprios com aqueles de mercado e a conseqüente aplicação dos parâmetros inerentes, tais como avaliação de cargos, remuneração e benefícios. Neste campo da gestão de pessoal, a informatização ou a automação dos processos, implantada em 2002, tem permitido um fácil acesso ao banco de dados gerencial e às informações generalizadas de uso dos empregados, desburocratizando o sistema próprio informativo e de comunicações, dando-lhe velocidade e aprimorando a sensibilização na gestão administrativa.

More than 382 existing and necessary competencies were mapped out within thirteen systemic functions. ONS then launched an action plan prepared to provide professional training opportunities for those working in the National Interconnected System and establishing partnerships with Universities and Research Centers. Those partnerships included such institutions as the Federal University of Rio de Janeiro (UFRJ) and the Federal University of Santa Catarina (UFSC), aiming at improving the human resources working in protection and stability systemic functions.

Complementary qualifications programs for professionals in the industry were conducted by means of a specialization course in Power Systems. This project counted on the assistance received through new partnerships with the Federal Universities of Pernambuco and Itajubá (MG).

In 2002 employee's participated in MBA programs, seminars and meetings to discuss matters inherent in the Brazilian Electric Industry. Additionally, the programs for staff shaping and training, and young talents formation programs (trainees, college trainees and technicians) were carried out, not to mention the System Operation Certification, an ONS pioneer initiative on behalf of class professional improvement. In the latter program mentioned, after the evaluation of 76 professionals, the training program was carried out. The main goal was the ongoing development of the expertise needed by the company. Following suit, the first of a series of training cycles on communication, negotiations and thinking agility techniques will be concluded by April 2003. In the case of trainees, both ONS training and development programs will also attend sector agent's future manpower needs when these young professionals move into the sector as job opportunities grow.

The Personnel Management Policy was designed to focus on a continuous analysis that compares ONS data with those from the market and the consequent application of the inherent parameters, such as job profiles, salary and benefits evaluation. In the particular field of personnel management, the automation or computer systematization of the processes implemented in 2002 facilitated access to the managerial database and to information of general use by employees. This helped to make informative and communication systems themselves less bureaucratic, causing it to be more agile and improving the flexibility of administrative management.

A responsabilidade social foi uma atividade priorizada para desenvolvimento no ano. Dentre os programas implementados com foco no público interno destacam-se o ONS Saúde, voltado para a sensibilização para hábitos de vida mais saudáveis e para a prevenção de doenças, e o Programa de Endomarketing. Subdividido em vários projetos, o endomarketing contemplou em 2002 ações para a integração dos empregados, a valorização da qualidade de vida, além de atividades artísticas e culturais.

Os principais programas realizados em 2002 com foco no público externo foram o do Adolescente Aprendiz, que cria a oportunidade de primeiro emprego para jovens carentes, e o de Ações Sociais, que envolveu o ONS e seus empregados em campanhas de doações para comunidades carentes e instituições de caridade. Também merece destaque a parceria estabelecida com a Orquestra Sinfônica Brasileira, tanto com o patrocínio de seu site na internet quanto com o apoio financeiro para a realização de eventos musicais.

Social responsibility was a priority throughout the year of 2002. Among the institutional programs with focus on the employees, the ONS Health Program and the Endomarketing Program should be remarked. The first one involved many activities to stimulate healthy habits and the prevention of diseases. The second program includes several projects aiming at employees integration, the concern for quality of life, besides cultural and entertainment activities.

The main programs implemented in 2002 with focus on the external public were the Teenager Apprentice Program, which creates first job opportunities for underprivileged youngsters, and the Social Actions Program, which involved both employees and ONS in donation campaigns to underprivileged communities and charity institutions. It should also be remarked the partnership between the Brazilian Symphony Orchestra and ONS, with the sponsoring of the orchestra website and the financial support for musical events.

CPFL ▶

A Companhia Paulista de Força e Luz – CPFL atua desde 1912 no interior de São Paulo, distribuindo energia elétrica a 234 municípios em uma das regiões mais desenvolvidas do país. Neles, concentra-se uma parcela considerável da produção brasileira nas áreas de papel e papelão, indústria mecânica, alimentícia, têxtil, química, metalúrgica e agroindustrial, além de um forte mercado residencial. A CPFL é um membro representante da categoria Consumo no Conselho de Administração do ONS.

The Paulista Power and Light Company has been working since 1912 distributing electricity to 234 municipalities in the state of São Paulo, one the most industrially developed regions of Brazil. A considerable portion of the national production of paper and related products, the mechanical, food, textile, chemical, metallurgical and agro-industrial activities are to be found in this area not to mention a major residential consumer base. CPFL is an associate member of the ONS Administrative Board and represents the Consumer category class.



CTEEP ▶

A Transmissão Paulista resultou da unificação da CTEEP (Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista) e da EPTE (Empresa Paulista de Transmissão de Energia Elétrica), empresas de transmissão originadas dos processos de cisão da CESP e da ELETROPAULO. Seus ativos incluem 99 subestações, com capacidade de transformação acima de 36.000 MVA e mais de 18.000 km de circuitos de transmissão. No Conselho de Administração do ONS, a Transmissão Paulista é membro representante da categoria Transporte.

The Paulista Transmission Company resulted from the merging of CTEEP and EPTE (the former transmission companies of the state of São Paulo). Both companies were created as a result of the scission between the CESP and ELETROPAULO groups. Assets include 99 substations with a transformation capacity greater than 36,000 MVA and more than 18 thousand kilometers of transmission circuits. An associate member of the ONS Administrative Board, it represents the Transport category class.



Infra-estrutura de Informática e Telecomunicação

A execução da missão do ONS depende fundamentalmente do tratamento das informações provenientes dos agentes, seja através de dados transmitidos em tempo real, através dos Centros de Operação, seja através do processamento de informações utilizadas no Planejamento, Programação e Administração da Transmissão.

Uma rede de telecomunicações integra o Centro Nacional de Operação do Sistema – CNOS com os Centros Regionais próprios e contratados do ONS.

No ano de 2002, com a aprovação em caráter provisório de um conjunto de Procedimentos de Rede, intensificaram-se os requisitos de relacionamentos com agentes do setor.

Telecommunication and IT Infrastructure

To accomplish the ONS mission statement depends fundamentally on the treatment given to the information provided by the agents, whether through data transmitted in real time, via Operation Centers, or by information processing used in the Operation Planning, Programming and Transmission Service Administration areas.

ONS telecommunications network integrates the National System Operation Center – CNOS, with our own Regional Centers and those contracted by ONS to render services.

In 2002, with the provisional approval of the Grid Procedures, requirements for establishing relations with the industry agents were intensified.

A medida colaborou para que o ONS alcançasse níveis adequados de desempenho, a melhoria das ferramentas de relacionamento com os Agentes, caracterizando-se com elementos de aumento da eficiência da ação do Operador. Isto se tornou possível em função de uma moderna estrutura de aplicativos integrados para suportar as atividades associadas ao cumprimento da missão do ONS. No ano de 2002, foram estabelecidas as diretrizes tecnológicas de integração dos aplicativos, com destaque à Base de Dados Técnica, que congrega todos os acervos de informações cadastrais e históricas.

Os princípios que nortearam estes trabalhos servirão de base para a implementação em 2003 do Sistema de Informação do ONS – SIGA, onde todas as diretrizes de relacionamento com os Agentes, estabelecidas no Módulo 17 dos Procedimentos de Rede, estarão contempladas.

No que se refere à telecomunicação, destaca-se a reestruturação e redimensionamento da Rede Corporativa, adequando-a à crescente demanda de comunicação de voz e dados entre as instalações do ONS, e implantação da nova Rede Operativa, utilizando-se de configuração redundante, o que tem permitido o atendimento da operação em tempo real, com a integração de todos os Centros do ONS, com uma disponibilidade de 99,99%, desde abril de 2002.

A implantação da rede operativa permitiu ampliar em 30 vezes a capacidade de transmissão de informações entre os centros próprios e contratados do ONS, permitindo com isso maior observabilidade do sistema.

This in fact helped ONS to achieve adequate performance levels and improved the relationship tools used for dealing with agents while increasing corporate efficiency. It was made possible by a modern structure of interconnected software applications designed to support the activities associated with the objective of fulfilling the ONS mission statement. In 2002, technological policies for the integration of software programs were established, especially The Technical Database, which combines all records and historical information into one multi-accessible information system.

The same principles that guided this work also serve as the basis for implementing the ONS Information System – SIGA in 2003, where all relationship policies with agents, as established in the Grid Procedures Module 17, will be contemplated.

In the telecommunications area, it's worth mentioning the restructuring and reevaluation of the Corporative Network, which was carried out in 2002. The system was adapted to the growing voice and data communication demand among ONS facilities, and the implementation of a new Operative Network. This was done by using a redundant configuration that has so far allowed the company to attend the operation in real time by integrating all ONS Centers. Since April 2002, the level of information availability is now in the order of 99,99%.

The implementation of the new Operative Network increased 30 times the capacity of information exchange between ONS Control Centers and contracted Control Centers, thus allowing a greater observation of system parameters.

ELETRONORTE ▶

Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. – Eletronorte, subsidiária da Eletrobrás, desenvolve sistemas de energia elétrica na Amazônia Legal, que corresponde a 58% do território nacional. A Eletronorte atua na geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, visando garantir o suprimento às concessionárias estaduais e o fornecimento aos grandes consumidores eletrointensivos da região. No Conselho de Administração do ONS, a Eletronorte é membro representante da categoria Produção.

Eletronorte SA – The Electric Centrals of North Brazil is a subsidiary of Eletrobras and develops electric energy systems in the Amazon Region, which corresponds to 58 percent of the national Brazilian territory. The company is active in the generation, transmission and distribution segments focusing on supplying power to state-owned concessionaires and large electro-intensive energy consumers in the region. Eletronorte sits on the ONS Administrative Board and represents the Production category class.



■ GESTÃO ELETROENERGÉTICA DO SIN

PRINCIPAIS ASPECTOS

Em função de estudos desenvolvidos pelo ONS, objeto de apreciação e aprovação da Câmara de Gestão da Crise – GCE, foram estabelecidas as condições operativas a serem alcançadas para o término do racionamento, o que efetivamente ocorreu em 28 de fevereiro de 2002, nos sistemas das regiões SE/CO e NE. Na região Norte esse término foi antecipado para 1 de janeiro de 2002, tendo em vista que, com o aumento das afluições em Tucuruí, tornou-se possível pleno atendimento à carga dessa região simultaneamente com a máxima exportação de energia para a região Nordeste. Durante o racionamento, foi mantida a operação na base dos recursos térmicos disponíveis nas regiões Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste e maximizadas as transferências de energia das regiões Sul e Norte para a região Sudeste/Centro-Oeste e para a região Nordeste, considerando a política específica estabelecida pela Câmara acima citada.

■ NIS ELECTRO-ENERGETIC MANAGEMENT

MAIN ASPECTS

Based on studies conducted by ONS, which were analyzed and approved by the GCE – Energy Crisis Management Board, the operative conditions to be achieved by the end of the rationing period were established. These conditions were effectively reached on February 28th, 2002, in the Southeast/Midwest and Northeast systems. In the North region the end of the rationing program was anticipated to January 1st, 2002, resulting from the increase in the inflows to Tucuruí. Thus, it was possible to fully meet the regional energy demand and at the same time supply the maximum energy exportation to the Northeast. During the rationing program, the operation of thermal plant resources was maintained at their maximum levels to supply the Southeast/Midwest and Northeast regions, maximizing the energy transference from the South and North regions, following a specific policy established by the GCE.

Após o término do racionamento, a operação realizada pelo ONS voltou a atender os procedimentos usuais de planejamento da operação, que consideram o princípio de minimização dos custos operativos e a garantia de máxima segurança elétrica. Nesse sentido, as transferências de energia para as regiões Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste continuaram maximizadas observando as condições adequadas de segurança e os recursos de geração térmica foram despachados de forma a atender os requisitos de segurança operacional e os condicionantes de geração térmica mínima de cada empreendimento, respeitada sua declaração de inflexibilidade.

After the end of the rationing program, operation of the electric system conducted by ONS was once again returned to the normal procedures for operation planning, always taking into consideration the minimization of the operative costs, and the maximization of safety in the electric system. In this sense, the energy transferences to the Southeast/Midwest and Northeast regions were maximized while observing normal safety conditions. This included the dispatch of thermal resources in order to ensure compliance with all operational safety requirements and minimum thermal generation constraints of each plant, in accordance with the declaration of inflexibility of its owner.



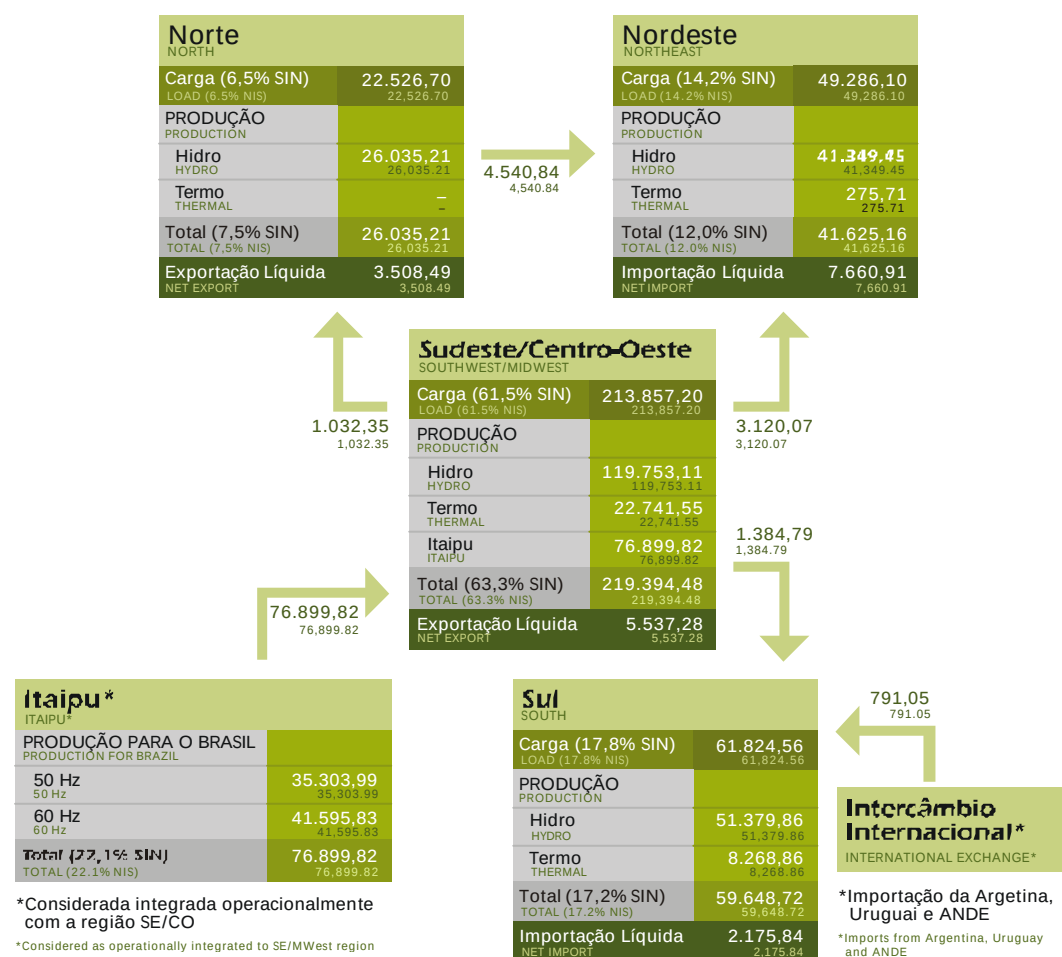
Resultados da Operação Integrada do SIN

O diagrama a seguir apresenta uma visão geral do balanço de energia no SIN em 2002, com a distribuição regional da carga e da produção, bem como os fluxos de energia inter-regionais.

Results of the NIS Integrated Operation

The following diagram presents a general view of the energy balance in the NIS in 2002 showing the production and regional load distribution as well as the inter-regional power flows.

Balanço de Energia - GWh - 2002 - Sistema Interligado Nacional
Energy Balance - GWh - 2002 - National Interconnected System



ELETROSUL ▶

A Empresa Transmissora de Energia Elétrica do Sul do Brasil S.A.
– Eletrosul, subsidiária da Eletrobrás, atua no segmento de transmissão de energia em alta e extra-alta tensão. Seus sistemas de transmissão, localizados nos estados da Região Sul e no Mato Grosso do Sul, incluem 8.925 km de linhas de transmissão, além de 31 subestações e 1 conversora de frequência, com capacidade de transformação total de cerca de 14.000 MVA. A Eletrosul é membro representante da categoria Transporte no Conselho de Administração do ONS.

The Electric Energy Transmission Company of South Brazil SA – Eletrosul is a subsidiary belonging to the Eletrobras Group which works in the extra-high voltage and high voltage transmission segments in the south of Brazil. Its main transmission systems are located in the South region states and Mato Grosso do Sul. The company has more than 8,925 km of transmission lines, 31 substations, a frequency converter and a total transformation capacity of 14,000 MVA. Eletrosul is a Transport category representative on the ONS Administrative Board.



Considerando que o comportamento das vazões na bacia do rio São Francisco apresentou uma tendência marcadamente desfavorável, a partir do término da estação chuvosa, enquanto que nas bacias das regiões Sudeste/Centro-Oeste houve uma tendência mais favorável, com maiores probabilidades de vertimentos no período úmido seguinte, o ONS solicitou transferências máximas de energia para aquela região, de forma segura, independentemente dos custos marginais de operação indicados pelos modelos, com base em diretrizes específicas da ANEEL e respaldadas em processo conjunto ANEEL, ONS e MAE.

Outro aspecto importante dos resultados da operação integrada verificado em 2002 foi a necessidade de se manter a geração na UHE Tucuruí, segundo uma curva de esvaziamento do reservatório, definida pelo ONS em conjunto com a ELETRONORTE, objetivando atingir um nível da ordem de 9%, ao final da estação seca, de forma a viabilizar a remoção da ensecadeira da obra da segunda etapa dessa usina. Este fato determinou a inversão do fluxo normal de energia, passando o Norte, nos três últimos meses do ano, de exportador a importador de energia, das regiões Sudeste-Centro-Oeste e Nordeste.

In 2002, the behavior of the inflows in the São Francisco river basin clearly showed an unfavorable trend from the end of the rain season onwards, while on the other hand, the Southeast/Midwest regions river basins showed a more favorable trend, with greater probability of spillage in the following wet period. ONS ordered maximum energy transfers to the affected São Francisco region, despite the operation marginal costs indicated by the models utilized in the operation planning studies, based on specific ANEEL guidelines and at the same time supported by joint decisions made by ANEEL, ONS and MAE.

Another relevant aspect of the coordinated operation during the year 2002, was the need for maintaining generation levels at the Tucuruí hydro plant, according to the forecasted water depletion curve of the reservoir, developed by ONS together with ELETRONORTE. The target was to achieve a water level in the order of 9% by the end of the dry season so as to allow the caisson removal during the second phase of the work being carried out at this power plant. This fact resulted in the inversion of the usual energy flow, in which the North region, traditionally an exporting region, became an importer of energy from the Southeast/Midwest and Northeast systems during the last three months of 2002.

Hidrometeorologia

Em apoio à gestão hidroenergética, destacam-se o desenvolvimento de sistema de gestão e armazenamento de dados, de procedimentos para envio automático de dados, informações hidrometeorológicas e imagens de satélite, o aprimoramento das previsões diárias de vazões com diversos modelos, o início de projeto para a incorporação de previsões climáticas de precipitações mensais e semanais, para previsão de afluentes e de revisão das séries de vazões naturais, iniciando-se com a bacia do rio Grande.

O projeto de revisão das séries de vazões naturais nas principais bacias do SIN está sendo desenvolvido de forma integrada com a ANEEL e a ANA, envolvendo ainda os Agentes de Geração e o MME/CCPE. O objetivo básico do projeto é aprimorar a qualidade da informação hidrológica, um dos principais insumos dos processos de planejamento e programação da operação.

Estes projetos têm grande importância para a otimização do SIN, com reflexos diretos na redução dos custos operativos e no aumento da confiabilidade e da segurança elétrica do sistema.

Hydrometeorology

To support the hydro-energetic management of the NIS, it's worth mentioning the following milestones: the development of the data storage and management system, the procedures for automatic data transmission, hydro-meteorologic information and satellite pictures, the improvement of the inflow daily forecasts utilizing various models, the start-up of a project to incorporate the climatic forecasts for weekly and monthly precipitation, in order to predict the inflows and review the series of natural water inflows, starting with the Rio Grande river basin data.

The review process for the series of natural inflows in the main river basins of the NIS is being developed in collaboration with ANEEL and ANA and also involving generation agents and the MME/CCPE. The main purpose of the project is to improve the quality and reliability of hydrological information, one of the main data needs for operation planning and programming.

These projects are extremely relevant to the optimization of the NIS operation, with direct effects on operational costs and the increase of reliability and system electrical safety.



► ENERGEIPE

A Empresa Energética de Sergipe S.A. faz parte do Sistema Cataguazes-Leopoldina desde o processo de privatização da empresa, em dezembro de 1997. Responsável pela distribuição de energia elétrica aos 63 municípios do Estado de Sergipe, a Energeipe vem investindo na qualidade do serviço e no atendimento a seus cerca de 420.000 consumidores. No Conselho de Administração do ONS, a Energeipe é membro representante da categoria Consumo.

The Energy Company of the State of Sergipe is part of the Cataguazes Leopoldina System since the company's privatization in December of 1997. The organization operating under the name Energeipe distributes energy to 63 municipalities in the state of Sergipe located in the northeast area of Brazil. Today, heavy investments are being made in improving the quality of client services and the supply of electricity to more than 420 thousand consumers. Energeipe sits on the ONS Administrative Board and represents the Consumer category class.



Uso Múltiplo da Água

Deve-se registrar que a gestão da operação do SIN envolveu intensa atuação do ONS, no sentido de compatibilizar o uso múltiplo das águas dos rios e dos reservatórios, com a produção de energia elétrica. Sob este enfoque, destacam-se a preservação das condições de navegabilidade das principais hidrovias do país, o transporte hidroviário nos reservatórios, bem como a garantia das defluências necessárias para o abastecimento das cidades.

Do ponto de vista ambiental, houve ações visando evitar danos ao meio ambiente, onde se buscou garantir a qualidade da água, principalmente em períodos de “piracema”, bem como se evitar o aprisionamento e a mortandade de peixes, através da definição de procedimentos operativos nas usinas com este fim.

Esses resultados foram fruto da intensa interação com a ANEEL, a ANA, os agentes proprietários das instalações e as entidades envolvidas com o gerenciamento de recursos hídricos nas 12 diferentes bacias hidrográficas onde estão implantadas as usinas hidrelétricas integrantes do SIN.

Multiple Use of Water

It's worth observing that NIS operation management involved intense activity by ONS in 2002, giving special attention to the balance between the multiple uses of water and the needs for electric production. This involved the preservation of the navigation conditions of the main waterways of the country, the transport requirements at the reservoirs lakes, as well as water supply requirements for the cities in their respective regions.

From an environmental viewpoint, measures were taken to avoid damages to nature, focusing on the need to preserve the quality and amount of available water, mostly during the “piracema” period, the natural fish spawning seasons. This was done by defining specific constraints and operative procedures for the system hydro power plants.

These results were achieved through an intense interaction with ANEEL, ANA, the associate agents who own hydroelectric plants and reservoirs of the NIS, and the entities responsible for hydro resources management in the 12 hydrographical basins where the NIS plants are situated.

Aperfeiçoamentos Tecnológicos para o Planejamento da Operação

Para execução dos estudos do planejamento da operação, foi implementada, a partir de maio de 2002, a primeira etapa do modelo computacional DECOMP que permitiu a obtenção das metas operativas semanais, resultantes da otimização dos recursos a mínimo custo, nos processos do Programa Mensal de Operação – PMO. O mesmo modelo fornece ainda os custos marginais de operação, que atualmente são a base para a formação do preço no MAE.

Ao longo de todo o ano foram desenvolvidos esforços visando à incorporação da Curva de Aversão ao Risco nos modelos computacionais de otimização eletroenergética, de forma a atender ao estabelecido na Resolução nº 109 da GCE. Esta Curva estabelece níveis mínimos obrigatórios de armazenamento do Sistema para a garantia do atendimento energético, mesmo em condição hidrológica mais desfavorável. Tal incorporação mostrou ser um desafio metodológico de grandes dimensões, para o qual o ONS buscou agregar o melhor conhecimento nacional sobre o assunto, sendo sua conclusão prevista para o ano de 2003.

No segundo semestre, foi concluída a integração da atividade de previsão de vazões semanais no Sistema Integrado de Planejamento e Programação da Operação Eletroenergética - SIPPOEE, devendo-se seguir, em 2003, as demais atividades do Planejamento e Programação da Operação, conferindo plena segurança na utilização de seus dados e informações.

Gestão das Recomendações dos Relatórios de Análises de Ocorrências e Perturbações

Na evolução da melhoria contínua dos processos da operação, em 2002, destaca-se a implementação do acompanhamento e gestão das recomendações constantes nos relatórios de análise de ocorrências e perturbações, com a participação de todos os Agentes. Esse novo processo permitirá controle efetivo das implementações efetuadas para evitar reincidência de problemas no SIN e medir os efeitos dessas recomendações nos indicadores de desempenho do sistema.

Technological Improvements for the Operation Planning

To execute the operation planning studies, the first phase of the computational model DECOMP was implemented. From May 2002 onwards, this aided reaching operative targets on a weekly basis, resulting from the optimization of available resources in the PMO – Monthly Operation Program. This model also provides information regarding operation marginal costs, which today are the basis for the price formation in MAE activities.

Throughout the year many efforts were made in order to incorporate the Risk Aversion Curve into the optimization computational models, in order to attend what was established in the GCE Resolution nº 109. This curve defines the minimum levels of water storage needed in the System to ensure energy supply, even under more unfavorable hydrologic conditions. The inclusion of this curve in the current methodology has proved to be a major challenge. ONS has been working to aggregate this newest information resource expected to be ready by the year of 2003.

In the second semester of 2002, ONS finished integrating the weekly inflow forecast reports in the Electro-energetic Operation Planning and Programming System – SIPPOEE. The remaining activities of the Chain of Planning Procedures are being treated in 2003, mainly focusing on the question of the safety of data and information utilized by the agents.

Management of Recommendations in Disturbance and Occurrence Analysis Reports

In the ongoing improvements in operative processes at ONS in 2002, it's relevant to highlight the follow up and management of recommendations made in Analysis Reports covering both disturbances and occurrences. This process is carried out with the participation of sector agents. It allows for the effective control of new actions and procedures designed to stop problems in the NIS from repeating, and for measuring the effects caused by these recommendations on the system performance indicators.

ESCELSA ▶

A Espírito Santo Centrais Elétricas S.A. – Escelsa atua em 70 municípios do Estado do Espírito Santo, na geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. A Escelsa vem investindo na repotencialização de pequenas usinas hidrelétricas, na melhoria das redes de distribuição, na modernização tecnológica da sua Central de Atendimento, com resultados significativos na qualidade do serviço prestado aos clientes. A Escelsa é membro representante da categoria Consumo no Conselho de Administração do ONS.

Espírito Santo Centrais Elétricas S.A. – Escelsa is an electric utility generating, transporting and distributing electricity throughout 70 municipalities in the eastern seaboard state of Espírito Santo.

Investments are being made in the refurbishment of small hydroelectric plants and in the improvement of the distribution network. The company is also incorporating modern technology upgrades in the Client Service Division. Significant gains have already been achieved, benefiting all their clients and consumers. Escelsa is a Consumer category class representative and sits on the ONS Administrative Board.



Gestão da Malha de Transmissão e Programação de Intervenções

Todas as ações envolvendo a gestão hidroenergética foram suportadas por diretrizes operativas estabelecidas em bases semanais e diárias, de forma que a utilização da malha de transmissão de integração regional e de suprimento aos centros de carga permitisse a recuperação dos reservatórios, o mais rapidamente possível, sem comprometer a segurança operacional do SIN.

Também devem ser destacadas as ações para a execução de intervenções programadas em equipamentos da malha de transmissão, seja para realização de manutenções, bem como para permitir a integração de novas instalações à rede existente. Ao longo do ano de 2002 foram analisadas cerca de 12.000 solicitações de desligamentos, número 37% superior às solicitações de desligamento de 2001.

Management of The Transmission Network and Interventions Program

Every measure involving the hydro-energetic management was backed by operative policies established on a daily and weekly basis, so that the use of the regional interconnected transmission network and the supply to the load centers would allow the reservoirs to recover as soon as possible, without compromising NIS's operational safety.

It should also be mentioned the measures taken to execute programmed interventions in the transmission network equipment, either when performing maintenance work or aiming at the integration of new facilities to the existing network. In 2002 approximately **12,000 disconnection requests** were received and analyzed; 37% higher than the number of requests made in 2001.

■ OPERAÇÃO EM TEMPO REAL DO SIN

Principais Aspectos

A Operação em Tempo Real do Sistema Interligado Nacional é conduzida pelo ONS, tendo por base as normas, instruções e procedimentos operativos elaborados em conjunto com os Agentes e aprovados pela ANEEL. Procura atender às programações diárias e recomendações, objetivando o ótimo sistêmico, que se traduz pela conjugação da maior segurança e confiabilidade possíveis aos requisitos de economicidade, sempre visando o melhor atendimento à Sociedade e aos Agentes do Setor. As análises dos resultados da operação verificada são, também, importantes insumos de realimentação para o aperfeiçoamento da própria operação.

A reestruturação dos documentos normativos da operação, adequando-os à revisão do Manual de Procedimentos da Operação – MPO, permitiu avanços na padronização das ações de coordenação e controle da operação, no estabelecimento de uma única cultura operativa para todos os Centros de Operação do ONS, bem como na definição clara dos procedimentos requeridos às instalações do SIN. Essas ações visam aperfeiçoar o relacionamento entre os técnicos envolvidos na operação, contribuindo para a segurança do SIN, além de dar maior transparência e garantir tratamento equânime dos Agentes pelo ONS.

Durante o ano de 2002 foram emitidas/revisadas 1.076 Instruções de Operação, 625 Mensagens Operativas, 23 Rotinas Operacionais e 35 Diagramas Operacionais.

■ NIS REAL TIME OPERATION

Main Aspects

The real time operation of the National Interconnected System is coordinated by ONS based on norms, instructions and operative procedures elaborated together with the associate agents and approved by ANEEL. It follows daily schedules and operational recommendations. The aim is to maintain the state of systemic optimum and to preserve a balance between system reliability and economy of supply, while assuring sector agents and the society at large, the energy they need. Post-operations analysis is considered as a very important feedback link to constantly improve the system operation.

In 2002, the restructuring of normative operational documents, adjusting their content to the Operation Procedures Manual – MPO, allowed for great advances in the standardization of operation coordination and control actions. A unified culture was implemented at all ONS Operation Control Centers, establishing clear procedures to be used at the installations in the NIS. This work aimed at improving the relationship between the technical staffs involved in the operation of the system and also contributed to an increase in safety, while providing a more transparent environment to guarantee a non-discriminatory treatment of all sector agents.

During the year, more than **1,076 Operation Instructions were either issued or revised, as well as 625 Operative Messages, 23 Operational Routines and 35 Operational Diagrams.**

Na etapa de elaboração da programação diária da operação, destaca-se a realização, em 2002, da análise operacional e coordenação com os Agentes de 38.156 solicitações de intervenções (número 13,2% superior ao de 2001) em componentes da Rede de Operação, com e sem desligamentos, dos quais 31.914 foram programadas e 6.242 de urgência.

Destaca-se ainda a coordenação da programação de testes de energização e comissionamento nas instalações dos Agentes, considerando a entrada de novos equipamentos, unidades geradoras, linhas de transmissão, esquemas especiais, testes de Controle Automático de Geração - CAG e rearranjo de instalações, totalizando 128 programações de testes.

A Operação em Tempo Real realiza o controle de geração, tensão, frequência, carregamentos e limites operativos, reserva de potência e níveis de reservatórios, bem como coordena as ações de recomposição do sistema após distúrbios.

Dentre as atividades de aprimoramento dos recursos para a operação, em 2002 foram realizados, já com os aplicativos incorporados aos novos sistemas de supervisão e controle disponíveis, resultantes da modernização dos Centros de Operação do ONS, inúmeros estudos de análise de rede, visando avaliar as melhores condições operativas do SIN quando submetido a situações restritivas específicas.

In the activity of daily operation scheduling, a total of **38,156 Intervention Requests** (13.2% higher than 2001 data) involving system components were analyzed and coordinated, in conjunction with sector agents. Emergency requests represented 6,242 of these cases. The remaining 31,914 were programmed intervention procedures, as part of the daily operation routines.

Another important activity worth highlighting is the coordination of commissioning and energizing tests at agents' installations before the entry in operation of any new equipment, transmission lines or generation units. Special schemes tests, AGC – Automatic Generation Control tests and the testing of rearrangements of existing installations are also included, totalling more than **128 different tests schedules** coordinated in 2002.

Real time operation controls generation, voltage, frequency, equipment loading and operative limits, as well as monitors power reserve, reservoir levels and also coordinates the recomposition of the system after eventual disturbances.

In the process of improving operational resources in 2002, innumerable studies were carried out considering the application of software incorporated to the new supervision and control systems utilized in the ONS Operation Centers, all aiming at bettering the operative conditions of the NIS, especially when subjected to special restrictive situations.



► FURNAS

Furnas Centrais Elétricas S.A., subsidiária da Eletrobrás, foi criada em 1957 e atua nas áreas de produção e transmissão de energia elétrica. Furnas atende aos estados das regiões Sudeste e Centro-Oeste, onde se concentram 67% da produção industrial e vive metade da população do país. A empresa conta hoje com um sistema de transmissão com cerca de 18.000 km e com dez usinas hidrelétricas e duas termelétricas. No Conselho de Administração do ONS, Furnas é membro representante da categoria Produção.

Furnas Centrais Elétricas S.A., is a subsidiary company belonging to the Eletrobrás Group and was created in 1957. Furnas produces and transports electricity supplying the states located in the Southeast and Midwest regions of Brazil where 67 % of the country's industrial production is centered, attending roughly 85 million people – half of the population of Brazil. The company maintains more than 18,000 km of transmission lines, 10 hydro and two thermal electric plants. Furnas sits in the ONS Administrative Board representing the Production category class.

Quanto às atividades de pós-operação destacam-se:

- A realização de análises de ocorrências, com participação dos Agentes envolvidos, objetivando esclarecimentos e definição de providências necessárias para desempenho adequado do sistema, com a emissão de 109 Relatórios específicos;
- A elaboração semanal da “Avaliação da Operação Eletroenergética das regiões Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste, Norte e Sul, para apresentação nas reuniões da Câmara de Gestão do Setor Elétrico – CGSE;
- A gestão de dados para análise estatística da operação, contabilização de Contratos de Transmissão e fornecimento de informações ao Mercado Atacadista de Energia e informações à ANEEL sobre a performance dos pontos de controle na interface da Rede Básica, dentre outros.

De modo a cumprir estas atividades, o ONS conta com uma estrutura composta pelos seguintes Centros de Operação:

- Centro Nacional de Operação do Sistema – CNOS, localizado em Brasília, de mais alto nível hierárquico, responsável pela coordenação, supervisão e controle da Rede Básica;
- Quatro Centros Regionais de Operação, localizados em Brasília para a Região Norte, Rio de Janeiro para a Região Sudeste, Florianópolis para a Região Sul, Recife para a Região Nordeste, responsáveis pela coordenação, supervisão e controle da Rede Básica regional;
- Quatro Centros de Operação do Sistema, cujos serviços são contratados pelo ONS de empresas para coordenação, supervisão e controle da Rede Básica regional;
- Treze Centros de Operação de Sistemas locais contratados de empresas para supervisionar e controlar a operação de áreas específicas da Rede Básica regional.

In the post-operation activities, the more important events worth mentioning are:

- The post event analysis of disturbances, together with the respective sector agents, in order to define corrective actions necessary for the adequate performance of the system. **109 Occurrence Reports** were issued in 2002;
- The elaboration of weekly evaluations of the operating conditions of the four main regions of the system: North, Northeast, South and Southeast/Midwest. These reports were presented in the CGSE – Electric Sector Management Bureau;
- The management and processing of data for statistical analyses of the operation, for the accounting and settlement of Transmission Contracts and for providing information to the Wholesale Energy Market – MAE and to ANEEL, concerning the performance of the system at control points at the borders of the Main Transmission Network.

To fulfill these activities, ONS maintains an infrastructure composed of the following Operation Centers:

- National Center for System Operation – CNOS, located in Brasília, an Operation Center of the highest hierarchical level, responsible for coordinating, supervising and controlling the Main T Network;
- Four Regional Operation Centers located in Brasília for the North Region, Rio de Janeiro for the Southeast region, Florianópolis for the South region and Recife for the Northeast region, all responsible for coordinating, supervising and controlling the Regional Main Network;
- Four System Operation Centers, whose services are contracted from other utilities by ONS to coordinate, supervise and control the Regional Main Network;
- Thirteen Local System Operation Centers contracted by ONS from other companies for supervising and controlling the operation of specific transmission network areas.

No contexto da operação em tempo real, no ano de 2002, destacam-se dentre outros os seguintes aspectos que se encontram detalhados ao longo deste documento:

- Modernização dos Centros de Operação do ONS;
- Gestão de Recomendações oriundas das ocorrências;
- Manutenção da Certificação dos Centros de Operação nas Normas ISO 9000;
- Processo de emissão de Termo de Liberação de Instalações de Transmissão para a operação integrada ao SIN;
- Projeto para aumento da controlabilidade e observabilidade do SIN (SINOCON).

Within the context of real-time operations in 2002, among others, the following milestones should be highlighted:

- Modernization of ONS Operation Centers;
- Management of the Recommendations originating from occurrences;
- Verifying that Operation Centers certification is in accordance with ISO 9000 criteria;
- Issuing Process related to the Term of Approval for Transmission Facilities to enter in operation integrated to the NIS;
- Project to increase the ability to control and observe the NIS (SINOCON).

GRUPO REDE ▸

Por meio de suas oito concessionárias de distribuição, o Grupo Rede é responsável pelo abastecimento de energia elétrica a mais de 11 milhões de brasileiros, do Norte ao Sul do país: Pará, Tocantins, Mato Grosso e parte de São Paulo, Minas Gerais e Paraná. Na área de geração, o Grupo Rede opera cinco usinas hidrelétricas e 28 PCHs. No Conselho de Administração do ONS, o Grupo Rede é membro representante da categoria Consumo.

With eight distribution concessionaires, the Rede Group is responsible for supplying more than 11 million consumers throughout the country mainly in Pará, Tocantins, Mato Grosso, and parts of São Paulo, Minas Gerais and Paraná states. The group is also active in the generation sector operating 5 hydro plants and 28 PCHs – Small Hydroelectric Plants. Rede Group sits on the ONS Administrative Board and represents the Consumer category class.



■ SEGURANÇA ELÉTRICA OPERATIVA DO SIN

Perturbações como as ocorridas em março de 1999 e em janeiro de 2002 constituem preocupação permanente do ONS, que busca operar o sistema elétrico de forma a minimizar o montante e o tempo de não-atendimento à carga.

Nesse sentido foi concebido e está em fase de implantação o Plano de Segurança para o SIN, que contempla ações para minimizar a probabilidade de ocorrências de grandes perturbações e, caso ocorram, evitar a sua propagação e reduzir o tempo de restabelecimento do suprimento às cargas.

Dentre as ações mais importantes ao longo de 2002, pode-se citar a continuação do processo de melhoria intrínseca das principais subestações do SIN, e a elaboração de diagnóstico sobre a adequação de sistemas de proteção de circuitos de transmissão da Rede Básica, consubstanciados em documento que está sendo continuamente atualizado.

Além disso, para reduzir o tempo de restabelecimento das cargas, durante processos de recomposição do sistema, foram implantadas novas alternativas de recomposição para as áreas Rio de Janeiro/Espírito Santo, São Paulo, Minas Gerais, Mato Grosso do Sul, Mato Grosso e Goiás/Brasília e desenvolvida uma rotina operacional para verificação das condições dos dispositivos de auto-restabelecimento das usinas.

Ressalta-se, ainda, o processo de conceituação de um sistema de monitoramento para identificação de situações de potencial risco no suprimento elétrico e energético, que foi objeto de projeto desenvolvido pelo ONS em apoio às atividades conduzidas no âmbito do Comitê de Revitalização da Câmara de Gestão do Setor Elétrico – CGSE. Tal sistema contempla um conjunto de “sinais de alerta” e medidas corretivas a serem adotadas para minimização dos riscos elétricos e energéticos de não-atendimento à carga.

■ OPERATIVE SAFETY IN THE NIS

Disturbances such as those of March 1999 and January 2002 are the object of permanent concern. A prime ONS objective is to operate the electric system in order to minimize the amount and time of load interruption.

In this sense, the NIS Safety Plan was conceived. Already in its implementation phase, it involves measures designed to minimize the probability of occurrences and major disturbances. However, in case they actually happen, the Plan would be activated to avoid propagation of the event and reduce the re-composition time of the load supply.

Among the most important safety measures taken in 2002 we can mention, the continuation of the intrinsic improvement process at the main NIS substations as well as the diagnoses of the circuit protection system's adequacy in the Main Network, registered in documents and reports which are continuously updated.

Furthermore, in order to reduce load recomposition time during this process, new recomposition alternatives were implanted for the following areas: Rio de Janeiro/Espírito Santo, São Paulo/Minas Gerais, Mato Grosso do Sul, Mato Grosso and Goiás/Brasília. An operational routine for verification of the auto-reestablishment device conditions at hydro plants was also developed.

Additionally, it's important to highlight the work done on the conceptual development of the monitoring system to identify potential risk situations in power supply. This was the core aim of a project developed by ONS in support of the activities conducted under the Electric Industry Revitalization Management Committee – CGSE. The system contemplates a set of “warning signs” and corrective measures to be adopted in order to minimize electric and energy risk factors which may affect load supply.

LIGHT >

A Light Serviços de Eletricidade S.A. é uma empresa privada de distribuição de energia. Sua área de concessão abrange 31 municípios do Estado do Rio de Janeiro, incluindo a capital, o que corresponde a 3,4 milhões de clientes. Privatizada em 1996, a Light vem investindo na melhoria da qualidade dos seus serviços e na expansão de seu parque gerador, hoje responsável por 14% da energia que distribui. A Light é membro representante da categoria Consumo no Conselho de Administração do ONS.

Light Serviços de Eletricidade S.A. is a privately owned energy distribution company operating in 31 municipalities in the state of Rio de Janeiro, including the capital, supplying more than 3.4 million clients. Light was privatized in 1996 and has since made major investments in improving the quality of services and in production park expansion projects. Today the company generates 14% of the energy it distributes. As an associate member of ONS, Light represents the Consumer category class on the Administrative Board.



■ GESTÃO DOS INDICADORES DE DESEMPENHO DE REDE BÁSICA

A aprovação do submódulo 2.8 dos Procedimentos de Rede em 2002 estabeleceu condições que permitirão a consolidação em 2003 do gerenciamento dos indicadores de continuidade, variação de frequência, tensão em regime permanente, flutuação, desequilíbrio, distorção harmônica de tensão e variação de tensão de curta duração.

Paralelamente está sendo consolidado o acompanhamento de outros indicadores voltados para o desempenho do SIN tais como estabilidade e atendimento a contingências simples.

Todo este trabalho, que deverá ser objeto de contínuo aperfeiçoamento, tem por objetivo principal estabelecer referenciais específicos para o ONS, dado que, face suas características especiais, não existem padrões de outras empresas que lhe possam ser aplicados.

■ MANAGEMENT OF THE MAIN NETWORK PERFORMANCE INDICATORS

The approval of Submodule 2.8 of the Grid Procedures in 2002 has established the conditions that will permit the consolidation and management, in 2003 of the continuity indicators, frequency variation, voltage in steady state condition, fluctuation, instability, harmonic distortion and short duration voltage variations.

In parallel, the monitoring of other indicators used to measure NIS performance, such as stability and attendance of single contingencies is presently being consolidated.

All this work, part of a program of continuous improvements, aims at establishing specific references and indicators for ONS. Due to its unique operational nature, ONS could not simply adopt standards being used elsewhere.

■ ADMINISTRAÇÃO DA TRANSMISSÃO

No tocante à Administração da Transmissão, o ONS realizou em 2002 diversas ações englobando o acesso, a expansão do sistema e a gestão dos contratos, incluindo a apuração dos serviços e encargos de uso do Sistema de Transmissão.

Ampliações e Reforços

Cumprindo suas responsabilidades legais, o ONS elaborou o Plano de Ampliações e Reforços (PAR) para o período 2003-2005, que representa sua visão da expansão da Rede Básica necessária para preservar o adequado desempenho da rede e garantir o livre acesso à Rede Básica. Para permitir o tratamento das particularidades do Sistema Interligado Nacional, os estudos que resultam na proposição do PAR foram realizados de forma descentralizada, abertos à participação de todos os Agentes, abrangendo das Regiões Sul, Sudeste/ Centro-Oeste e Norte/Nordeste.

Em junho de 2002 foi aprovado pelo Conselho de Administração do ONS o Plano de Ampliações e Reforços – PAR da Rede Básica, para o período 2003-2005.

■ TRANSMISSION ADMINISTRATION

In regard to the administration of the transmission network, ONS managed many activities focusing on new agent access processes, system expansion projects and management of the contracts, including the accounting and settlement of Transmission Network services and charges.

Expansions and Reinforcement

In accordance with its legal responsibilities, ONS issued The Reinforcement and Expansion Plan – PAR for the Main Transmission Network for the 2003-2005 period, which represents its vision of the necessary measures to preserve the performance of the Main Transmission Network, and to ensure the open access of all agents to the transmission grid. To the adequate treatment of the NIS singularities, the PAR studies were conducted in a de-centralized way, with the open participation of all agents of the Southeast/ Midwest, South, Northeast and North regions.

In June 2002, The Reinforcement and Expansion Plan – PAR for the Main Transmission Network of the NIS for the period covering 2003-2005 was approved by the ONS Administration Board.



► TRACTEBEL

Tractebel Energia atua em diversos estados da Federação e possui empreendimentos em operação ou em construção em Goiás, Mato Grosso do Sul, Paraná, Rio Grande do Sul e Santa Catarina. Tractebel Energia é a nova denominação da Gerasul, empresa de geração e comercialização de energia resultante da cisão e privatização da Eletrosul em 1997 e 98, respectivamente. A Tractebel Energia é membro representante da categoria Produção no Conselho de Administração do ONS.

The Tractebel Energy Company is present in several parts of the country and owns business assets already in operation or under construction in many states such as Goiás, Mato Grosso do Sul, Paraná, Rio Grande do Sul and Santa Catarina. This is a new name for the ex-Gerasul Company, an electric energy generator and commercialization agent resulting from the scission and privatization of ELETROSUL in 1997 and 1998 respectively. As an associate member sitting on the ONS Administrative Board, the company represents the Production category class.



As tabelas a seguir apresentam, por região, os acréscimos propostos no PAR-2003/2005 relativos às linhas de transmissão e à capacidade de transformação.

The following tables present by region, the proposed increases in the PAR – 2003/2005 Plan studies concerning transmission lines and transformation capacity.

Acréscimo de Extensão de Linhas na Rede Básica (km) – PAR 2003/2005
New Transmission Lines (in Km) in the NIS Main T. Network – PAR 2003/2005

Tensão (kV) VOLTAGE (KV)	Sul SOUTH				SE / CO SOUTHEAST / MIDWEST				N / NE NORTH / NORTHEAST				Interlig. Reg. REGION INTERCONN.		Total
	2002	2003	2004	2005	2002	2003	2004	2005	2002	2003	2004	2005	2003	2005	
750															
500															
345					26.0	420.0									446.0
230	54.5	145.0	889.6			857.0	20.0	39.0	834.0	526.0	613.0				3,978.1
Total	54,5	145,0	889,6	337,6	601,0	1.425,0	20,0	1.269,0	1.758,0	526,0	813,0	666,0	3.912,0	1.267,0	13.683,7

Acréscimo da Capacidade de Transformação na Rede Básica (MVA) – PAR-2003/2005
New Transformation Capacity (in MVA) in the NIS Main T. Network – PAR 2003/2005

Tensão (kV) VOLTAGE (KV)	Sul SOUTH		SE / CO SOUTHEAST / MIDWEST				N / NE NORTH / NORTHEAST			Total
	2002	2003	2002	2003	2004	2005	2002	2003	2004	
750		1.650	1.650	1.500						4.800
750		1,650	1,650	1,500						4.800
500	672	1.872	560	2.300	560	1.500	1.200	4.050	450	13.164
500	672	1,872	560	2,300	560	1,500	1,200	4,050	450	13,164
345			225							1.086
345			225							1,086
230	83			300						1.812
230	83			300						1,812
Total	755	3.522	2.435	5.186	560	1.500	2.629	4.050	450	21.087
Total	755	3,522	2,435	5,186	560	1,500	2,629	4,050	450	21,087

As obras propostas nesse Plano representam a incorporação de 13.684 km de linhas de transmissão, estando 80% desses empreendimentos já com concessão licitada ou autorizada pela ANEEL. No que se refere à ampliação da capacidade de transformação, foi recomendada a implantação de 21.087 MVA adicionais, dos quais mais de 50% já estão com outorga de concessão definida.

Destaca-se que 5.179 km das novas linhas referem-se à expansão das interligações regionais, o que possibilitará maior integração e otimização eletroenergética, além de aumento da segurança elétrica.

A proposição de instalação de reatores em linhas de transmissão nesse Plano é fato de especial importância pelo aumento da confiabilidade decorrente da redução da necessidade de desligamentos de linhas de transmissão para controle de tensão, o que reduzia a confiabilidade do sistema.

The projects proposed in this Plan represent the incorporation of 13,684 Km of transmission lines. About 80% of these plans have already been bidden for concession or authorized by ANEEL. Regarding transformation capacity expansion, the implementation of an additional 21,087 MVA was recommended, of which more than 50% already have been awarded definitive concessions.

It's worth mentioning that 5.179 km of the new transmission lines are part of the regional interconnection expansion program, which will facilitate greater electro-energetic integration and optimization, besides raising the electric safety levels.

The proposal for installing reactors in the transmission lines, included in the PAR Plan, is specially relevant because of the resulting increase in reliability based on the decreasing need to disconnect transmission lines to control voltage levels, what reduces the system's reliability.

MME ▶

Responsável pela implantação das políticas do Governo Federal na área de energia elétrica, o Ministério de Minas e Energia é membro especial do Conselho de Administração do ONS. Seu representante no Conselho não tem o direito a voto, mas tem assegurado pelo Estatuto do ONS o direito de vetar deliberações que conflitem com as diretrizes e políticas governamentais para o setor de energia elétrica.

The MME-Ministry of Mines and Energy is responsible for implanting national policies and guidelines elaborated by the Federal Government. As a special Participating Member of the ONS Administrative Board the Ministry representative does not detain voting rights. However, as guaranteed in the ONS corporate Statutes, the MME representative does have veto powers over ONS deliberations that may conflict with the directives and electric energy policies issued by the federal government.



Acesso à Rede Básica

Com relação ao processo de acesso à Rede Básica registrou-se a elaboração em 2002 de 56 pareceres, sendo 30 referentes a agentes de geração, 16 a consumidores livres, 6 a distribuidoras e 4 relativos a interligações internacionais. Este volume de documentos emitidos, representou um acréscimo de 115% em relação a 2001. Esses pareceres estabelecem as condições de acesso, compreendendo a conexão e o uso do Sistema de Transmissão, em atendimento pleno aos requisitos estabelecidos nos Procedimentos de Rede.

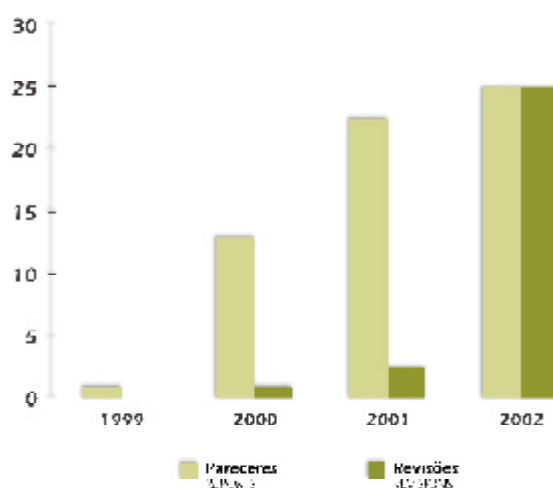
O gráfico a seguir apresenta a evolução do número de pareceres de acesso emitidos no período de 1999 a 2002.

Access to The Main Transmission Network

With respect to access to the Main T Network, **56 reports were issued by ONS** including 30 related to generation agent access requests, 16 corresponding to requests from free consumers, 6 requests from distribution agents and 4 corresponding to international interconnections. The number of reports in 2002 represented an increase of 115% in relation to 2001. These documents define the necessary access conditions, comprehending the use of the Main T Network and the proper connection procedures as outlined in the Grid Procedures.

The following graph shows the evolution of the Access Reports issued by ONS in the period 1999 to 2002.

Pareceres de Acesso e Revisões Emitidas Access Request Reports and Reviews



Deve-se também destacar o trabalho realizado pelo ONS relativamente às usinas térmicas emergenciais no que se refere à verificação do seu impacto na Rede Básica.

Another area of responsibility worthy of mention was the work performed by ONS concerning the emergency thermoelectric power plants in terms of verifying their impact on the Main Network before and after connection.

Administração de Contratos e Apuração dos Encargos de Transmissão

Em 2002 foram celebrados 331 contratos vinculados à Administração da Transmissão destacando-se 62 relativos à recontração do uso da Rede Básica da energia fora dos contratos iniciais e 22 de uso da Rede Básica pelas usinas térmicas emergenciais. Este volume representou um aumento de 267% em relação ao número de contratos celebrados em 2001. O quadro a seguir detalha o número de contratos assinados no período 1999-2002.

Contract Administration and Accounting of Transmission Charges

In 2002, a total of 331 contracts for the use of the transmission network were celebrated. Of these, 62 contracts were in fact renewals of requests for usage of the Main T Network by energy released from the initial contracts and 22 contracts were issued to cover the use of the grid by emergency thermal plants. This represented an increase in the order of 267% in relation to the number of contracts issued in 2001. The following table shows the number of contracts signed between 1999 and 2002.

Administração dos Contratos da Transmissão Administration of Transmission Contracts

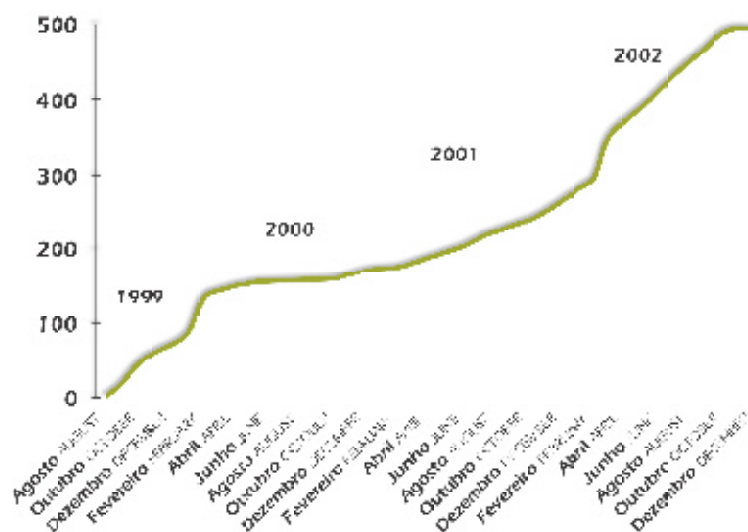
Tipo de Contratos Type of Contracts		1999	2000	2001	2002	Total
CPST	Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão Contract for the Provision of Transmission Services	14	7	4	3	28
	Aditivos Addendums	0	1	2	23	26
CUST-D	Contrato de Uso do Sistema de Transmissão (Distribuidoras dentro dos CIs) Contract for the Use of the Transmission System (Distributors with Initial Contracts)	37	4	1	0	42
	Aditivos Addendums	0	0	0	35	35
CUST-G	Contrato de Uso do Sistema de Transmissão (Geradoras dentro dos CIs) Contract for the Use of the Transmission System (Generators with Initial Contracts)	5	7	4	9	25
	Aditivos Addendums	0	0	0	10	10
CUST-U	Contrato de Uso do Sistema de Transmissão (Fora dos Contratos Iniciais) Contract for the Use of the Transmission System (Not Included in the Initial Contracts)	0	5	14	19	38
	Aditivos Addendums	0	0	5	12	17
CUST-T	Contrato de Uso de Sistema de Transmissão (Temporário) Contract for the Temporary Use of the Transmission System	0	0	0	27	27
	Aditivos Addendums	0	0	0	4	4
CCGAR	Contrato de Garantia Guarantee Contract	11	26	5	12	54
CFB	Carta de Fiança Bancária Bank Guarantee Contract	1	3	10	37	51
CCT	Contrato de Conexão da Transmissão Contract for Transmission Connection	3	36	11	30	90
	Aditivos Addendums	0	0	17	8	25
CCT-TA	Contrato de Conexão da Transmissão – Termo de Ajuste Contract for Transmission Connection – Term of Adjustment	0	1	9	1	11
	Aditivos Addendums	0	0	0	1	1
CCI	Contrato de Compartilhamento de Instalação Contract for the Shared Use of Installations	0	0	2	2	4
T. Cessão	Termos de Cessão de Direitos e Obrigações referentes aos CUSTs e CPSTs Terms of Cession of Rights and Obligations	0	0	4	0	4
T. Distrato	Termos de Distrato referentes aos CUSTs e CPSTs Terms of Recission	0	0	2	0	2
Total Total		71	100	90	233	494



A evolução mensal do número de contratos celebrados nesse período é apresentada no gráfico seguinte.

The monthly evolution of the celebrated contracts in this period is shown in the following graph.

Administração dos Contratos da Transmissão Administration of Transmission Contracts



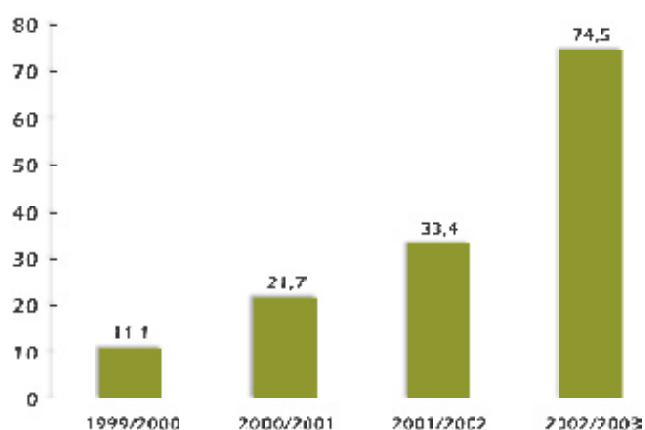
No que se refere à apuração dos serviços e encargos de uso do Sistema de Transmissão, foram processadas aproximadamente 50.000 transações referentes a Avisos de Crédito e de Débito, relativas à receita permitida, no período, no total de R\$ 2,9 bilhões envolvendo 113 agentes. Deve-se salientar que, em relação a 2001, registraram-se aumentos de 50% nos Avisos de Crédito e Débito e 26% na receita total permitida do segmento transmissão da Rede Básica.

With regard to the accounting and settlement of charges and services resulting from the Transmission System usage, **approximately fifty thousand transactions were processed, mainly Credit and Debit Notes**, which in turn were part of the programmed revenues authorized for this period, totaling R\$ 2.9 billion, and involving 113 agents. It's also important to observe that in relation to 2001, increases in the order of 50% were registered in the number of Credit and Debit Notes issued and 26% in the total revenue authorized by ANEEL from the use of the T Network and related services.

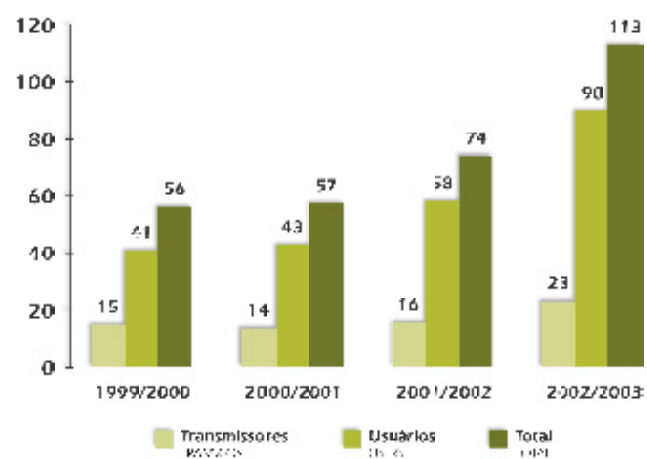
Os gráficos a seguir apresentam a evolução de 1999 a 2002 dos avisos de débito e crédito emitidos e da quantidade de agentes envolvidos nessas transações.

The graphs that follow present the evolution from 1999 to 2002 of the Debit and Credit Notices issued in the period and of the number of agents involved.

Evolução do Número de Avisos de Crédito e Avisos de Débito Emitidos na Apuração Mensal de Serviços e Encargos (x 1000)
Evolution of the Credit/Debit Notes Issued in Monthly Billing Services (x 1000)



Número de Agentes na Apuração Mensal de Serviços e Encargos
Growth of Agent Population in the Monthly Billing Service



■ INTEGRAÇÃO DE NOVAS INSTALAÇÕES

A integração de novas instalações é um processo desenvolvido pelo ONS que permeia grande parte de suas áreas técnicas, abrangendo o acompanhamento da sua incorporação desde a fase do planejamento até a emissão pelo ONS do respectivo Termo de Liberação.

A integração de cada nova instalação ao SIN requer interações entre o ONS, o Agente empreendedor ou proprietário da instalação e a ANEEL, além dos agentes existentes cujas instalações são envolvidas em cada processo específico de integração. Neste sentido, o ONS, dentro de suas responsabilidades legais, estabeleceu, seguindo orientações da ANEEL, uma sistemática para a verificação do atendimento a todas as condições definidas, desde a outorga da concessão, definição das condições de acesso ou de compartilhamento, passando pelas condições contratuais, recomendações dos estudos pré-operacionais e de comissionamento, verificação do atendimento aos requisitos, incluindo observabilidade e controlabilidade e aqueles estabelecidos nos Procedimentos de Rede, visando ao final a liberação para a operação integrada.

Durante o ano, através desse processo, foram integradas instalações de mais de 40 Agentes de Geração, Transmissão e Consumidores Livres, após a celebração dos contratos de conexão e de uso da Rede Básica e do Acordo Operativo, bem como da realização de estudos pré-operacionais, estudos de proteção e estudos de comissionamento, relativos a aproximadamente 50 novas instalações de geração e transmissão, destacando-se entre elas a complementação da interligação Norte/Sul, a interligação Sudeste/Nordeste, a interligação Norte/Nordeste, envolvendo a concepção e implantação de 47 Sistemas Especiais de Proteção.

Ao final de 2002, por determinação da ANEEL através do Ofício 164/2002, o ONS iniciou o processo de emissão dos Termos de Liberação para operação integrada de novas instalações da Rede Básica, os quais atestam a conformidade aos Procedimentos de Rede, tendo sido emitidos 109 Termos de Liberação, retroativos às instalações que entraram em operação desde junho de 2000.

■ INTEGRATION OF NEW FACILITIES

The integration of new facilities in the NIS is a process developed and managed by ONS. It involves a significant part of all technical areas, beginning with the monitoring and planning phases and following through to the final Term of Release for Entrance in Operation issued by ONS.

The integration of every new installation in the NIS requires interaction between ONS, the entrepreneur agent and/or the facilities owner, and ANEEL and also the existing agents whose installations are involved in each specific integration process, in conformity with all legal constraints and procedural guidelines. Following the orientation of ANEEL, ONS established a systemic process to verify compliance with all defined criteria starting from the concession guarantees and definition of the access conditions and including the contractual conditions and recommendations from the pre-operational and commissioning studies, verification of the attendance requirements (including the observability/controllability of the installation), and finally the criteria established in the Grid Procedures, aiming at assuring the final approval for interconnected operation.

Throughout the year, by means of this process, facilities from more than **40 different Generation, Transmission, and Free Consumers agents** were integrated subsequent to the celebration of contracts for connection and use of the Main T Network. Furthermore, Operative Agreements were made, as well as the realization of pre-operational, protection and commission studies relative to approximately **50 new generation and transmission facilities**. Special emphasis was given to the complementation of the North/South, Southeast/Northeast, and North/Northeast interconnections, which involved the conception and implementation of **47 Special Protection Systems**.

By the end of 2002, according to requirements outlined in the ANEEL Official Letter 164/2002, ONS started issuing final Terms of Release for the entry of new facilities into the interconnected operation of the Main Transmission Network, after demonstrating conformity with the Grid Procedures, **109 Terms of Approval** were issued, retroactive to the installations initiating operations since July 2000.

Gestão econômico-financeira

ECONOMICAL-FINANCIAL ADMINISTRATION



O ONS manteve, durante o exercício de 2002, a gestão das finanças da organização voltada para o controle austero dos dispêndios, política que lhe assegurou o cumprimento das metas orçadas para o período. Desta forma, os recursos colocados à disposição do ONS foram adequadamente distribuídos para a cobertura dos dispêndios do exercício, possibilitando o desenvolvimento dos projetos definidos no Plano de Ação e o atendimento das atividades correntes.

O montante de recursos próprios geridos pelo ONS em 2002 alcançou R\$ 139.500 mil, constituídos da receita operacional decorrente da prestação dos serviços, prevista nos Contratos de Uso do Sistema de Transmissão – CUST, e das contribuições dos agentes associados ao Operador.

Para complementar os recursos do exercício de 2002, o ONS contou com os desembolsos do financiamento em moeda estrangeira contratado junto ao Banco do Brasil S/A para o projeto de “Modernização dos Centros Regionais de Operação do Norte, Nordeste e Sul”, composto de três Sistemas de Supervisão e Controle adquiridos do Consórcio ALS, constituído pelas empresas Alstom Brasil Ltda. e Alstom T&D S.A.

O valor total dos desembolsos do financiamento realizados durante o exercício alcançou EUR 3.121 mil para aquisição de bens e serviços e EUR 172 mil para financiamento dos juros incorporados ao saldo devedor.

É relevante ressaltar que em 2002 foi concluído o processo de transferência definitiva dos bens componentes dos Centros de Operação – COS, como previsto na Lei nº 9.648/98, da Eletrobrás e suas controladas para o ONS, que envolveu negociações com o Ministério de Minas e Energia, a ANEEL e as empresas, culminando com a assinatura dos respectivos Instrumentos de Compra e Venda entre o ONS e as empresas.

A transferência dos COS causou impacto significativo no patrimônio do ONS e no resultado do exercício, conforme retratado nas demonstrações financeiras adiante apresentadas.

During the year 2002, ONS maintained the financial and economic management of the organization within a strict cost control policy assuring compliance of the budget targets established for the period. As such, the funds originally allocated were adequately distributed to cover the forecasted annual expenses including all the main activities outlined in the Action Plan as well as the day-to-day company activities.

The total of resources in 2002 reached R\$ 139,500 thousand, resulting from operational revenues from the Contracts for the Use of the Transmission System – CUST and associate member annual fees.

Furthermore, to complement the budget in 2002, ONS contracted loans in foreign currency from the Banco do Brasil S/A to finance the “Modernization Project for the North, Northeast and South Regions Operation Centers”. Three complete Control and Supervision Systems were purchased from the ALS Consortium (Alstom Brasil Ltda. and Alstom T&D S.A.).

The total value of the financial outlay for this project during the fiscal year was EUR 3,121 thousand for goods and services and EUR 172 thousand in interest rates which was added to the unpaid balance.

It is relevant to note that in 2002 the definitive transfer to ONS of title to equipment and components at the COS – Operation Centers was completed. The centers originally belonged to Eletrobras and its controlled companies. The procedure was completed as prescribed by law 9648/98 through negotiations that also involved the Ministry of Mines and Energy and ANEEL and was finalized by the signing of formal Purchase and Sale Instruments between ONS and the respective original owners.

The transfer of the COS caused a major impact on the value of ONS patrimony and the results of the fiscal year as shown in the financial statements presented below.

■ Orçamento do Exercício

O orçamento do exercício 2002, autorizado pelo Conselho de Administração do ONS, foi aprovado pela ANEEL através da Resolução nº 337/02, de 21 de junho de 2002, no valor total de R\$ 153.330 mil, englobando R\$ 126.330 mil destinados aos dispêndios com custeio e R\$ 27.000 mil para o programa de investimentos.

Do orçamento total aprovado, R\$ 34.024 mil referiram-se ao Plano de Ação do ONS, distribuídos em projetos de custeio e de investimento, nos valores de R\$ 7.024 mil e R\$ 27.000 mil, respectivamente.

Adicionalmente, em 5 de novembro de 2002, a ANEEL emitiu a Resolução nº 605/02, aprovando complementação orçamentária no valor de R\$ 805 mil, sendo R\$ 150 mil para custeio e R\$ 655 mil para investimento, elevando o orçamento global para R\$154.135 mil. A verba complementar destinou-se a projetos para aquisição de unidades terminais remotas, sistemas de oscilografia e contratação de consultoria para integração de usinas eólicas.

A análise da performance orçamentária de 2002, incluindo o valor adicional, demonstra a execução de 96,4% do orçamento previsto para o exercício, tendo sido realizado um montante correspondente a 97,3% das despesas de custeio e 92,3% dos investimentos previstos, conforme tabela abaixo:

■ Annual Budget for the Fiscal Year 2002

The total annual budget for 2002 was authorized by the ONS Administrative Board and approved by ANEEL in Resolution 337/02 dated June 21/2002, in the value of R\$ 153,330 thousand, including R\$ 126,330 thousand for routine costs and expenses and R\$ 27,000 thousand to finance diverse investment programs.

Of the total budget, R\$ 34,024 thousand was earmarked for the ONS Action Plan and dispersed in expenses and costs and in investments programs: R\$ 7,024 thousand and R\$ 27,000 thousand, respectively.

Additionally, on November 5th, 2002, ANEEL issued Resolution 605/02, approving a budgetary complement in the amount of R\$ 805 thousand: R\$ 150 thousand for costs and expenses and R\$ 655 thousand for investments, thus increasing the total annual budget to R\$154,135 thousand. The additional funds were used to purchase remote terminal units, oscilographic systems and to pay for consultancy studies for the integration of eolic energy plants into the National Interconnected System.

The analysis of the budgetary performance breakdown, including the additional amount approved at a later date, demonstrates the execution of 96.4% of the forecasted total annual budget corresponding to 97.3% for costs and expense and 92.3% of the amount earmarked for investments as shown in the table below:

					(Valores em R\$ mil)	
					(Values in R\$ 000)	
ITENS	Orçamento Aprovado (A)		Realização (B)		% (B/A)	
ITEMS	Approved Budget (A)		Executed (B)		% (B/A)	
Custeio <i>Costs</i>	126.480	126,480	123.033	123,033	97,3	97.3
Investimento <i>Investments</i>	27.655	27,655	25.528	25,528	92,3	92.3
TOTAL <i>TOTAL</i>	154.135	154,135	148.561	148,561	96,4	96.4



Receita decorrente dos Encargos de Uso da Transmissão

O faturamento do ONS durante o exercício de 2002 foi de R\$ 132.000 mil, com base na receita estimada pela ANEEL nas Resoluções nº 244/01, de 28 de junho de 2001, para o período de janeiro a junho de 2002, e nº 358/02, de 28 de junho de 2002, para os demais meses do ano. Todos os pagamentos referentes aos encargos de uso da transmissão foram efetuados sem inadimplências.

Considerando a natureza do ONS, buscou-se em 2002 aperfeiçoar a utilização racional da receita permitida, na medida dos compromissos assumidos, constantes do orçamento aprovado.

O acompanhamento orçamentário permitiu o aprimoramento das previsões e a melhoria do processo de modulação mensal da receita, evitando-se assim a geração de disponibilidades desnecessárias.

Revenues from Charges for the Use of Transmission

The total invoicing issued by ONS during the 2002 fiscal year was R\$ 132,000 thousand, based on projected revenues estimated by ANEEL in Resolution 244/01, dated June 28, 2001, for the period of January to June, 2002, and Resolution 358/02, of June 28, 2002, for the remaining months of the same year. All transmission charges payments were effected without default.

Considering the nature and finality of ONS, all along 2002, the administration constantly sought to improve the efficient and rational use of the approved revenue and budgetary allocations projected for the annual commitments and projects.

The careful follow-up of the budgetary commitments throughout the year facilitated precise adjustments and improvements in the monthly management of cash flow, thus avoiding unnecessary additional requests for cash complements.

■ Contribuição dos Associados

Atendendo ao disposto no estatuto social, a Assembléia Geral Ordinária, de 30 de abril de 2002, aprovou para o exercício de 2002 o valor anual de R\$ 7.500 mil, a título de contribuição dos associados.

As contribuições recebidas destinam-se exclusivamente à cobertura do programa de investimentos, composto da aquisição de equipamentos e desenvolvimento de novas tecnologias que buscam a otimização dos serviços prestados pelo Operador ao Sistema Interligado Nacional.

De acordo com o artigo 28 do Estatuto, e em conformidade com o Plano de Contas do ONS aprovado pela ANEEL, através da Resolução nº 023/00, de 27 de janeiro de 2000, os valores arrecadados como Contribuição dos Associados foram registrados contabilmente no Patrimônio Líquido, em conta intitulada "Recursos para Aplicações em Investimentos".

Durante o exercício de 2002, o ONS recebeu 97% das contribuições aprovadas, pois alguns agentes questionaram a cobrança dos valores relativos à contribuição dos associados, tendo o ONS solicitado a manifestação da ANEEL sobre cada caso específico.

No caso de Itaipu Binacional, a ANEEL considerou que a Eletrobrás é responsável pela representação da UHE Itaipu, incumbindo-lhe o pagamento da contribuição dos associados a partir do exercício de 2003, de acordo com o Ofício nº 112/2002-SRG, de 20 de dezembro de 2002.

■ Associate Member Contributions

In compliance with company statutes, the Ordinary General Assembly, held on April 30th, 2002, determined the total annual value of member contributions in the amount of R\$ 7,500 thousand.

The contributions collected were exclusively destined to cover the investments program namely, the purchase of equipment and the development of new technologies seeking to optimize the services rendered by ONS to the National Interconnected System, the NIS.

According to article 28 of the ONS company statutes and in conformity with the Accounts Plan approved by ANEEL through Resolution 023/00, dated the 27th of January 2000, the values collected under the title "Associate Member Contributions" were recorded as Net Assets, specifically in the account denominated "Resources for Investments Applications".

During 2002, ONS received 97% of the approved associate member fees as some of the members questioned their obligation to pay the contribution. ANEEL was approached by ONS to judge the merit of these cases.

In the case of the "Itaipu Binacional", ANEEL considered that Eletrobras is the responsible party for the representation of the Itaipu hydro plant and is therefore responsible for the payment of the member contribution fee, as of 2003, according to Official Ruling 112/2002-SRG, dated December 20th, 2002.

Transferência dos Ativos dos Centros de Operação do Sistema

Em atendimento ao disposto na Lei nº 9.648/98, foram transferidos definitivamente para o ONS os ativos dos Centros de Operação da ELETROBRÁS, ELETRONORTE, ELETROSUL, CHESF e FURNAS, de acordo com as condições estabelecidas pela Portaria do Ministério de Minas e Energia nº 468 de 2 de outubro de 2002.

A propriedade dos bens foi transferida através de Instrumentos Particulares de Compra e Venda assinados em outubro e novembro de 2002, permitindo a incorporação desses ativos ao imobilizado do ONS.

A transferência dos Centros de Operação, no valor total de R\$ 36.859 mil, impactou significativamente o valor do ativo imobilizado, que em 2002 apresentou um acréscimo de 124,1%, em relação a 2001. A contrapartida do crescimento do ativo pode ser observada na variação dos empréstimos e financiamentos contabilizados no passivo de curto e longo prazos.

Investimentos

Além da incorporação dos Centros de Operação, o ativo imobilizado incluiu os investimentos realizados em 2002, no valor total de R\$ 25.528 mil, especialmente nos projetos do Plano de Ação.

Dentre os projetos com aplicações significativas, sobressaíram-se os projetos de Melhoria e Modernização dos Sistemas de Supervisão e Controle dos Centros de Operação, o Sistema Nacional de Controle de Segurança, Implantação do Sistema Integrado de Planejamento e Programação da Operação Eletroenergética/SIPPOEE e a Consolidação da Infra-estrutura de Informática e Telecomunicações.

Transfer of the System Operations Centers Assets

In compliance with Law 9648/98, fixed assets were definitively transferred to ONS originally belonging to the Operation Centers under the previous control of ELETROBRÁS, ELETRONORTE, ELETROSUL, CHESF and FURNAS, in accordance with the prescribed conditions cited in Communication 468 dated October 2nd, 2002 issued by the Ministry of Mines and Energy.

Proprietorship of the assets was transferred through issuance of Private Purchase and Sale Instruments signed in October, 2002 thus permitting the machinery and equipment in question to be incorporated into ONS fixed assets.

The transference of the Operation Centers and their respective assets in the amount of R\$ 36,859 thousand caused a significant impact on the value of the ONS assets that in 2002 increased a total of 124.1%, in relation to the 2001 value. The effect of this growth in current assets can be observed in the variations recorded under Loans and Financing under Short and Long Term Liabilities.

Investments

Besides the incorporation of the Operations Centers, the current fixed assets also include the investments made in 2002, in the amount of R\$ 25,528 thousand, especially those resulting from the projects cited in the ONS Plan of Action for 2002.

Among the more important investment projects realized in 2002, the following are worth mentioning: "Improvement and Modernization of the Operation Centers Control and Supervision Systems", "Implantation of the Electroenergetic/SIPPOEE Operation Planning and Programming Integrated System" and the "Information and Telecommunications Infrastructure Consolidation Project".

■ Resultado do Exercício

O resultado do exercício confirmou o acerto da política adotada pelo ONS para a gestão de seus recursos, a qual objetivou evitar disponibilidades adicionais aos saldos necessários ao cumprimento dos compromissos assumidos pelo ONS.

O valor total realizado em despesas operacionais, no montante de R\$107.433 mil (R\$91.965 mil em 2001), não ultrapassou os limites do orçamento aprovado pela ANEEL para o exercício de 2002, em face do controle orçamentário, embora os índices inflacionários tenham superado as expectativas consideradas quando da elaboração do orçamento.

As despesas operacionais do exercício apresentaram crescimento de 17% em relação ao ano de 2001. Concorreram especialmente para esta evolução as despesas com pessoal, depreciação e amortização e serviços de terceiros.

As despesas com pessoal sofreram impacto do efeito integral, no exercício de 2002, do crescimento do quadro, de 476 para 503 empregados em 2001, e da atualização salarial concedida em decorrência dos acordos coletivos de trabalho.

As depreciações e amortizações foram impactadas pelas novas aquisições, pela transferência de ativos em curso para o serviço e pela inclusão dos ativos transferidos dos COS da Eletrobrás e suas controladas.

O crescimento dos gastos com serviços de terceiros foi de 11%, nível inferior à inflação do período, em decorrência da política de acompanhamento e negociação dos contratos, realizada sem prejudicar os trabalhos de apoio às atividades permanentes e o desenvolvimento de sistemas de suporte técnico dos projetos desenvolvidos no Plano de Ação.

Também afetou significativamente o resultado do exercício o crescimento das despesas financeiras de 56% em relação a 2001, causado principalmente pelo impacto da atualização monetária da dívida com a Eletrobrás, relativa ao contrato ECF-2056/00, realizada com base na variação do IGP-M.

Os valores referentes às despesas de depreciação e de juros incorridas sobre os ativos transferidos de FURNAS, ELETROSUL, CHESF e ELETRONORTE, computadas no período compreendido entre 31 de dezembro de 2000, data da baixa destes ativos no patrimônio destas empresas, até a data da incorporação ao patrimônio do ONS, foram contabilizados como "Itens Extraordinários", na Demonstração de Resultado do Exercício.

■ Financial Results

The financial results of the period confirmed the merit of the tight-control approach utilized by ONS to administer the capital resources thus avoiding the need for additional requests for budget funding.

The total amount utilized to cover operational expenses in 2002 was R\$ 107,433 thousand (R\$ 91,965 thousand in 2001), and did not exceed the original amount provisioned by ANEEL for this same fiscal year in spite of the fact that the inflation indices for the same period were higher than those forecasted at the time of the preparation of the ONS budget.

Operational expenses in the period grew 17% in relation to 2001. The major contributions to this increase came from expenses with personnel, depreciation and amortization and expenses with outsourced services.

Increased personnel expenses resulted from an increment in the number of employees – 476 to 503 and from salary increases arising from labor agreement discussions.

The Balance entry "Depreciations and Amortizations" was impacted by new acquisitions, the transfer of current fixed assets and the transfer of property and equipment from the COS (Eletrobras and others).

The increase in expenditures with outsourced services grew 11%, a value inferior to the inflation index for the same period. This was possible due to a more conservative approach to negotiations with service providers while at the same time, focusing on the need for quality support work especially related to the permanent technical and administrative routines and the needs of the organizational Action Plan.

Additionally, the results of the fiscal year were greatly influenced by the increase in financial costs – 56% – in relation to 2001. This was mainly caused by the monetary exchange adjustment made to the Eletrobras debt related to Contract ECF-2056/00, based on the IGP-M monetary variation index.

The values for depreciation and accrued interest of the assets transferred from FURNAS, ELETROSUL, CHESF and ELETRONORTE, calculated from December 31st, 2000 to the date of the transfer to ONS were recorded in the entry entitled Extraordinary Items in the Statement of Profits.

■ Agradecimentos

A administração do ONS manifesta seu agradecimento às autoridades federais, sobretudo ao MME, à ANEEL e aos membros associados e participantes da Empresa, pelo apoio e confiança manifestados durante o ano. Estende os agradecimentos ao seu Conselho de Administração, ao seu Conselho Fiscal e especialmente à sua dedicada força de trabalho, representada pelos seus empregados e contratados, que muito contribuíram para o êxito das ações empreendidas no exercício de 2002.

Mario Fernando de Melo Santos
DIRETOR-PRESIDENTE

Heitor Gontijo de Paula
DIRETOR

Carlos Ribeiro
DIRETOR

Hermes Jorge Chipp
DIRETOR

Roberto Gomes
DIRETOR

Roberto Murga
da Silva
GERENTE FINANCEIRO

Fernanda Baptista
de Oliveira
CONTADORA
CPF 953.391.167-00
CRC-RJ 077.867/0-2

■ Acknowledgements

The Administration at ONS expresses its gratefulness to the federal authorities, to ANEEL and to all its Participant and Associate Members for their support and trust demonstrated throughout the year. A special thank you is extended to the ONS Administrative Board and the Fiscal Council for their dedication and attention during the year and to the many employees and contracted personnel who labored so diligently in 2002 to help ONS achieve so many successes.

Mario Fernando de Melo Santos
PRESIDENT-DIRETOR

Heitor Gontijo de Paula
DIRECTOR

Carlos Ribeiro
DIRECTOR

Hermes Jorge Chipp
DIRECTOR

Roberto Gomes
DIRECTOR

Roberto Murga
da Silva
FINANCIAL MANAGER

Fernanda Baptista
de Oliveira
ACCOUNTANT
CPF 953.391.167-00
CRC-RJ 077.867/0-2



BALANÇOS PATRIMONIAIS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2002 E DE 2001

BALANCE SHEETS FOR THE YEARS ENDED DECEMBER 31, 2002 AND 2001

(Em milhares de reais)
(In Thousand of Brazilian Reals)

BALANÇOS BALANCE	2002	2002	2001	2001
Ativo Current Assets				
CIRCULANTE CURRENT ASSETS				
Disponibilidades Cash and Banks	6.913	6,913	9.396	9,396
Encargos de uso do sistema de transmissão Charges for the use of transmission	19.152	19,152	10.761	10,761
Contribuição dos associados Associate Member Contributions	77	77	31	31
Tributos e contribuições compensáveis Taxes and contributions	3.111	3,111	7.167	7,167
Outros Others	303	303	227	227
TOTAL DO CIRCULANTE TOTAL	29.556	29,556	27.582	27,582
PERMANENTE PERMANENT ASSETS				
Imobilizado Property and equipment	110.770	110,770	49.421	49,421
Diferido Deferred assets	2.018	2,018	2.927	2,927
TOTAL DO PERMANENTE TOTAL	112.788	112,788	52.348	52,348
Total do Ativo Total Assets	142.344	142,344	79.930	79,930
Passivo Liabilities				
CIRCULANTE CURRENT LIABILITIES				
Fornecedores Suppliers	12.142	12,142	11.900	11,900
Empréstimos e financiamentos Loan and financing debt	14.881	14,881	6.958	6,958
Tributos e contribuições sociais Taxes and social contributions	3.247	3,247	2.881	2,881
Obrigações estimadas Estimated obligations	5.693	5,693	4.532	4,532
Credores diversos Sundry creditors	69	69	31	31
TOTAL DO CIRCULANTE TOTAL	36.032	36,032	26.302	26,302
EXIGÍVEL A LONGO PRAZO LONG-TERM LIABILITIES				
Empréstimos e financiamentos Long-term debt	74.736	74,736	28.283	28,283
TOTAL DO EXIGÍVEL A LONGO PRAZO TOTAL	74.736	74,736	28.283	28,283
PATRIMÔNIO LÍQUIDO SHAREHOLDERS EQUITY				
Fundo de reserva para investimento Investment Fund Reserve	31.576	31,576	25.345	25,345
TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO TOTAL	31.576	31,576	25.345	25,345
Total do Passivo Total Liabilities	142.344	142,344	79.930	79,930

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.
The notes are an integral part of the Financial Statements.

**DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2002 E DE 2001**

STATEMENT OF PROFIT FOR THE YEARS ENDED DECEMBER 31, 2002 AND 2001

(Em milhares de reais)
(In Thousand of Brazilian Reals)

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO STATEMENT OF PROFIT	2002	2002	2001	2001
RECEITA OPERACIONAL BRUTA GROSS OPERATING REVENUES				
Receita de encargos de transmissão Transmission charges revenues	132.000	132,000	105.549	105,549
Deduções à receita operacional Value-added taxes				
PIS PIS	(971)	(971)	(704)	(704)
Cofins Cofins	(4.019)	(4,019)	(3.250)	(3,250)
ISS ISS	(6.600)	(6,600)	(5.277)	(5,277)
Total Total	(11.590)	(11,590)	(9.231)	(9,231)
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA NET OPERATING REVENUES	120.410	120,410	96.318	96,318
CUSTOS OPERACIONAIS DOS SERVIÇOS PRESTADOS OPERATIONAL COSTS OF SERVICE				
Pessoal Personnel	(61.243)	(61,243)	(51.687)	(51,687)
Material Material	(1.567)	(1,567)	(1.154)	(1,154)
Serviços de terceiros Third party services	(31.496)	(31,496)	(28.328)	(28,328)
Depreciação e amortização Depreciation and amortization	(5.220)	(5,220)	(3.001)	(3,001)
Tributos e contribuições Taxes and contributions	(737)	(737)	(664)	(664)
Outros Others	(7.170)	(7,170)	(7.131)	(7,131)
Total Total	(107.433)	(107,433)	(91.965)	(91,965)
RESULTADO DO SERVIÇO SERVICE RESULT	12.977	12,977	4.353	4,353
RECEITAS (DESPESAS) FINANCEIRAS FINANCIAL RESULT				
Receita Financial income	1.779	1,779	2.726	2,726
Despesa Financial expenses	(11.748)	(11,748)	(7.518)	(7,518)
Total Total	(9.969)	(9,969)	(4.792)	(4,792)
SUPERÁVIT (DÉFICIT) OPERACIONAL OPERATING INCOME	3.008	3,008	(439)	(439)
RESULTADO NÃO-OPERACIONAL NON-OPERATING RESULTS	173	173	45	45
SUPERÁVIT (DÉFICIT) ANTES DA CONTRIBUIÇÃO SOCIAL E IMPOSTO DE RENDA E DOS ITENS EXTRAORDINÁRIOS PROFIT (LOSS) BEFORE SOCIAL CONTRIBUTION, INCOME TAX AND EXTRAORDINARY ITEMS	3.181	3,181	(394)	(394)
Imposto de renda Income tax	(789)	(789)	(14)	(14)
Contribuição social Social contribution	(299)	(299)	(24)	(24)
SUPERÁVIT (DÉFICIT) ANTES DOS ITENS EXTRAORDINÁRIOS PROFIT (LOSS) BEFORE EXTRAORDINARY ITEMS	2.093	2,093	(432)	(432)
Itens extraordinários (líquidos de imposto de renda e contribuição social) Extraordinary Items (net of taxes and social contribution)	(3.362)	(3,362)	-	-
DÉFICIT DO EXERCÍCIO LOSS FOR THE YEAR	(1.269)	(1,269)	(432)	(432)

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.
The notes are an integral part of the Financial Statements.

**DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO
PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2002 E DE 2001**

STATEMENT OF CHANGES IN SHAREHOLDERS EQUITY FOR THE YEARS ENDED DECEMBER 31, 2002 AND 2001

(Em milhares de reais)
(In Thousand of Brazilian Reals)

	Recursos para aplicação em investimento Resources for application in investments		Fundo de reserva para investimento Reserve fund for investments		Total	Total
SALDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2000 Balance on December 31, 2000	–	–	19.102	19,102	19.102	19,102
Ajuste do exercício anterior Adjustment to the previous year	–	–	226	226	226	226
Contribuição dos associados Associate-member contributions	6.449	6,449	–	–	6.449	6,449
Déficit do exercício Loss for the year	–	–	(432)	(432)	(432)	(432)
Transferência para reserva de investimento Transfer to investment reserve fund	(6.449)	(6,449)	6.449	6,449	–	–
SALDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2001 Balance on December 31, 2001	–	–	25.345	25,345	25.345	25,345
Contribuição dos associados Associate-member contributions	7.500	7,500	–	–	7.500	7,500
Déficit do exercício Loss for the year	–	–	(1.269)	(1,269)	(1.269)	(1,269)
Transferência para reserva de investimento Transfer to investment reserve fund	(7.500)	(7,500)	7.500	7,500	–	–
SALDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2002 Balance on December 31, 2002	–	–	31.576	31,576	31.576	31,576

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.
The notes are an integral part of the Financial Statements.



**DEMONSTRAÇÃO DAS ORIGENS E APLICAÇÕES DE RECURSOS
DOS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2002 E DE 2001**

STATEMENTS OF CHANGES IN FINANCIAL POSITION - DECEMBER 31, 2002 AND 2001

(Em milhares de reais)
(In Thousand of Brazilian Reals)

	2002	2002	2001	2001
Origens Sources of funds				
DAS OPERAÇÕES OPERATIONS				
Déficit do exercício Loss for the year	(1.269)	(1,269)	(432)	(432)
Despesas que não afetam o capital circulante líquido: Expenses, not affecting working capital:				
Depreciação e amortização Depreciation and amortization	5.220	5,220	3.001	3,001
Juros sobre empréstimos e financiamentos de longo prazo Interest on loans and long term debt	484	484	3.271	3,271
Variação monetária de empréstimos e financiamentos de longo prazo Monetary variations on loans and long term debt	9.780	9,780	3.351	3,351
Baixas do ativo permanente Permanent asset write-off	106	106		
Ajuste de exercício anterior Adjustment for previous fiscal year			1.050	1,050
Itens extraordinários Extraordinary items	4.055	4,055		
TOTAL DAS OPERAÇÕES TOTAL	18.376	18,376	10.241	10,241
DE TERCEIROS THIRD PARTIES				
Empréstimos e financiamentos obtidos Loans and financing obtained	7.432	7,432	1.230	1,230
Parcelamento da compra dos centros de operação Parceling of payment for acquisition of operation centers	37.869	37,869		
PRÓPRIOS FROM ASSOCIATES				
Recursos para aplicação em investimento Resources for investment applications	7.500	7,500	6.449	6,449
Total das origens Total sources of funds	71.177	71,177	17.920	17,920
Aplicações Use of Funds				
NO ATIVO PERMANENTE PERMANENT ASSETS				
Adições ao imobilizado Additions to fixed assets	30.880	30,880	24.759	24,759
Transferência dos centros de operação Transfer from operation centers	36.859	36,859		
Adições ao diferido Additions to deferred assets	44	44	552	552
TOTAL DAS APLICAÇÕES NO ATIVO PERMANENTE TOTAL	67.783	67,783	25.311	25,311
EXIGÍVEIS A LONGO PRAZO TRANSFERIDOS PARA O CIRCULANTE TRANSFER FROM LONG TERM TO CURRENT LIABILITIES				
Empréstimos e financiamentos Loans and financing	11.150	11,150	6.924	6,924
Total das aplicações Total operations	78.933	78,933	32.235	32,235
DIMINUIÇÃO DO CAPITAL CIRCULANTE LÍQUIDO DECREASE IN NET WORKING CAPITAL	(7.756)	(7,756)	(14.315)	(14,315)

Demonstração da Variação do Capital Circulante Líquido

Statement of Changes in Working Capital

ATIVO CIRCULANTE CURRENT ASSETS				
No início do exercício At beginning of the year	27.582	27,582	26.806	26,806
No fim do exercício In the end of year	29.556	29,556	27.582	27,582
Total Total	1.974	1,974	776	776
PASSIVO CIRCULANTE CURRENT LIABILITIES				
No início do exercício At beginning of the year	26.302	26,302	11.211	11,211
No fim do exercício In the end of year	36.032	36,032	26.302	26,302
Total Total	9.730	9,730	15.091	15,091
DIMINUIÇÃO DO CAPITAL CIRCULANTE LÍQUIDO DECREASE IN NET WORKING CAPITAL	(7.756)	(7,756)	(14.315)	(14,315)

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.
The notes are an integral part of the Financial Statements.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS

EM 31 DE DEZEMBRO DE 2002 E DE 2001

(Valores expressos em milhares de reais)

1. CONTEXTO OPERACIONAL

O Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, nos termos do seu Estatuto, é uma associação civil, com personalidade jurídica de direito privado, constituída em 26 de agosto de 1998 com base na Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, autorizada pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, para executar as atividades de coordenação e controle da operação da geração e transmissão de energia elétrica nos sistemas interligados. O ONS possui um Centro Nacional de Operações do Sistema – CNOS e os Centros Regionais de Operação Norte, Nordeste, Sudeste e Sul.

O ONS terá duração indeterminada e tem como objeto:

- Promover a otimização da operação do sistema eletroenergético, visando o menor custo para o sistema, observados os padrões técnicos, os critérios de confiabilidade e as regras do mercado.
- Garantir que todos os agentes do setor elétrico tenham acesso à rede de transmissão de forma não-discriminatória.
- Contribuir, de acordo com a natureza de suas atividades, para que a expansão do sistema eletroenergético se faça ao menor custo e vise as melhores condições operacionais futuras.

O ONS é constituído por membros associados e membros participantes. Os membros associados estão representados pelos agentes de geração com usinas despachadas centralizadamente, os agentes de transmissão, agente importador, agente exportador, os agentes de distribuição e os consumidores livres nas condições definidas no estatuto social. Os membros participantes do ONS são o Poder Concedente, representado pelo Ministério de Minas e Energia, e os Conselhos de Consumidores.

O ONS não disporá de ativos de geração, transmissão ou distribuição de energia elétrica, não podendo exercer atividade de compra e venda de energia elétrica.

NOTES TO THE FINANCIAL STATEMENTS

FOR THE YEARS ENDED

DECEMBER 31, 2002 AND 2001

(Values are expressed in thousands of Brazilian Reals)

1. OPERATIONAL CONTEXT

The Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, in the terms of its statutes, is a civil association organized, as a private enterprise, constituted on August 26th, 1998, based on Law 9648, dated May 27th of 1998, authorized by ANEEL, the National Agency for Electric Energy, under the authority of the Ministry of Mines and Energy, created to exercise the activities of coordination and control of the electric energy generation and operation of the interconnected systems in Brazil. ONS owns a national operations center, the CNOS – Centro Nacional de Operações do Sistema and four regional operation centers, namely: the North, Northeast, Southeast and South Regional Operational Centers.

ONS was created for an undetermined length of time and has as its objectives:

- Promote the optimization of the electro energetic system operation, at the lowest costs while observing all technical standards and the criteria determining power reliability and complying with all market rules.
- Guarantee that all agents in the electric sector have access to the transmission network in a non-discriminatory manner.
- Contribute, according to the nature of its activities, to the expansion of the electro energetic system at the lowest possible cost, aiming at creating the best operational conditions for the future.

ONS is made up of associate and participating members. Associate members are represented by generation agents under a centrally dispatched regimen, transmission agents, import and export agents, distribution agents and free consumers, as defined and determined in company statutes. Participating members represent the Governing Authorities in the form of a representative from the Ministry of Mines and Energy and from Consumer Councils.

ONS has not been authorized to own generation, transmission or distribution assets and cannot exercise activities linked to the purchase or sale of electric energy.

O ONS tem como principal fonte de receita uma parcela dos encargos de uso do sistema de transmissão. As contribuições dos associados são cobradas proporcionalmente ao número de votos na Assembléia Geral e são utilizadas como recursos para aplicação em investimentos.

Em caso de dissolução da entidade, o destino do seu patrimônio será decidido pela Assembléia Geral, ouvidos o Ministério de Minas e Energia e a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL.

2. SUMÁRIO DAS PRINCIPAIS PRÁTICAS CONTÁBEIS

As demonstrações contábeis estão apresentadas em milhares de reais e foram elaboradas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e as normas aplicáveis ao serviço público de energia elétrica estabelecidas pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, previstas na Resolução n.º 23 de 28 de janeiro de 2000, conforme critérios descritos a seguir:

a) Prática contábil específica do ONS:

- Contribuição dos Associados – Os recursos recebidos a título de contribuição dos associados destinam-se a aplicação nos programas de investimento do ONS, e são contabilizados em contrapartida do ativo, na conta "Recursos para Aplicação em Investimentos" no Patrimônio Líquido, em atendimento ao disposto na Resolução ANEEL nº 23, de 28 de janeiro de 2000.

b) Práticas contábeis gerais:

Circulante:

- Aplicações no mercado aberto – São registradas ao custo acrescido das receitas auferidas até a data do balanço, e não excedem o seu valor de mercado.
- Encargos de uso do sistema da transmissão e contribuição dos associados – Incluem o faturamento referente aos serviços prestados pelo ONS, vinculados ao uso do sistema de transmissão, e as contribuições de associados, deduzidos das perdas prováveis na realização dos créditos, contabilizados com base no regime de competência.
- Demais ativos - Estão demonstrados ao valor provável de realização incluindo, quando aplicável, as variações monetárias e os rendimentos auferidos até a data do balanço.

ONS has as its main source of income, a portion of the revenues derived from the charges collected for the use of the transmission system. The contributions received from associate members are proportionate to the number of votes each member may exercise in the General Assembly and are utilized as resources for application in investments.

In the case of dissolution of the company the decision of what to do with company assets will be decided by the General Assembly after consultations with ANEEL and the Ministry of Mines and Energy.

2. SUMMARY OF THE MAIN ACCOUNTING RULES AND PRACTICES

The Financial Statements are presented in Thousands of Brazilian Reals and were elaborated according to the accounting rules established in Brazil and the norms applicable to the public service sector as determined by ANEEL, foreseen in Resolution 23, dated January 28th, 2000 as per the following criteria:

a) Specific accounting rules for ONS:

- Contributions from Associates – Resources received under the title of Contribution from Associates are earmarked to be applied in ONS investment programs and are recorded as assets in the account entitled Resources for Application in Investments" in Current Assets, according to instructions made in the ANEEL Resolution 23 dated January 28th, 2000.

b) General accounting rules and practices:

Current Assets:

- **Applications on the open market** – These are recorded at cost to which are added the respective revenues so generated up to the date of issuance of the Balance and do not exceed their market value.
- **Charges for the use of the transmission network and contributions from associate members** – Include the billing derived for the rendering of services provided by ONS that are linked to the use of the transmission system and the contributions from associates, deducted from the losses originating from credit accounts based on the competent applicable regimen.
- **Other assets** – These are demonstrated at their probable realizable value including, when applicable, monetary exchange variations and accrued earnings up to the date of issuance of the Balance.

Permanente:

- Ativo imobilizado – Está composto pelo custo de aquisição incluindo juros e variações cambiais de financiamentos que são capitalizados nas imobilizações em curso, e deduzido da depreciação acumulada calculada pelo método linear, às taxas fixadas pela ANEEL.
- Encargos financeiros e variações monetárias – Os juros e demais encargos financeiros e variações monetárias, relativos aos financiamentos obtidos de terceiros, efetivamente aplicados no imobilizado em curso, estão registrados neste subgrupo como custo.
- Ativo diferido – Está representado por despesas pré-operacionais, deduzido da amortização calculada linearmente à taxa de 20% a.a.
- Passivos circulante e exigível a longo prazo – São demonstrados pelos valores conhecidos ou calculáveis, acrescidos, quando aplicáveis, dos correspondentes encargos e variações monetárias e cambiais incorridos até a data do balanço.
- Imposto de renda e contribuição social – São calculados e registrados com base nas alíquotas vigentes na data de elaboração das demonstrações contábeis.

Resultado do exercício:

É apurado em conformidade com o regime contábil da competência de exercícios.

- Reconhecimento da receita – A receita dos serviços prestados é aprovada pela ANEEL, mediante aprovação do orçamento anual do ONS e seu faturamento é modulado mensalmente de acordo com a necessidade de recursos para a cobertura dos dispêndios.
- Arrendamento mercantil – Os pagamentos contratuais são contabilizados no resultado do exercício.
- Receitas e despesas financeiras – Incluem os juros e variações monetárias incidentes sobre os direitos e obrigações sujeitos a reajustes, atualizados até a data do balanço.

Permanent Assets:

- **Fixed assets (property, equipment and machinery)** – Values are composed of the cost of acquisition including interest rates and monetary exchange variations from financing – these are capitalized in the fixed assets in course and deducted from the accumulated depreciation calculated by the linear method at rates prefixed by ANEEL.
- **Financial charges and monetary exchange rates** – Interest and other financial charges relate to financing obtained from third parties, effectively applied in current fixed assets, are recorded in this subgroup as cost.
- **Deferred assets** – This item is represented by pre-operational expenses, deducted from amortizations calculated linearly at a rate of 20 per cent per year.
- **Current and Long-term Liabilities** – These are demonstrated by known and calculable values, added to, when applicable, to corresponding charges and monetary exchange rates variations incurred up to the date of issuance of the Balance.
- **Income tax and social contributions** – These are calculated and recorded based on rates in effect at the time of the elaboration of the accounting statements.

Financial Results:

This value is calculated in conformity with the accounting regimen applicable for the period in question.

- **Revenues Recognition** – Revenues derived from the services rendered by ONS are approved by ANEEL at the time of approval of the Annual Budget and the billing is modulated monthly according to the need for resources in order to cover expenses.
- **Commercial leases** – Contractual payments are recorded in the Financial Results.
- **Financial revenues and expenses** – Include interest rates and monetary variations incident on rights and obligations subject to readjustments and updated at the time of issuance of the Balance.

3. DISPONIBILIDADES

	2002	2001
Numerário disponível	4.902	3.965
Aplicações no mercado aberto		
Banco Alfa de Investimento S.A.	2.011	3.561
Banco Safra S.A.		1.010
Notas do Banco Central - Banco Real		860
Total de Aplicações Financeiras	2.011	5.431
Total de disponibilidades	6.913	9.396

Em 31 de dezembro de 2002, as aplicações financeiras estão sendo remuneradas a 101,5% do CDI e possuem vencimento em 15 de dezembro de 2003, havendo possibilidade de resgate imediato.

4. ENCARGOS DE USO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO

Os serviços prestados pelo ONS vinculados ao uso do sistema de transmissão são cobrados através dos encargos de uso da transmissão aos agentes de geração, distribuição, importadores, exportadores e aos consumidores livres, cujas condições estão previstas no Contrato de Uso da Transmissão – CUST, o qual tem por objeto estabelecer os termos e as condições que irão regular: (i) o uso da rede básica pelos agentes, e (ii) a administração pelo ONS da cobrança e da liquidação dos encargos de uso da transmissão e a execução do sistema de garantias, atuando por conta e ordem das concessionárias de transmissão.

O valor de R\$19.152 (R\$10.761 em 2001), consignado no ativo circulante, representa os créditos a receber decorrentes do faturamento dos serviços prestados pelo ONS vinculados ao uso do sistema da transmissão, para liquidação em três parcelas iguais, com vencimento da primeira para 15 dias após o mês da prestação do serviço, e as demais em 25 e 45 dias após a emissão da fatura, cujos recebimentos são garantidos mediante Contrato de Constituição de Garantia que autoriza o bloqueio dos valores devidos junto ao banco responsável pelo acionamento do mecanismo da garantia.

5. CONTRIBUIÇÃO DOS ASSOCIADOS

	2002	2001
Contribuição dos Associados	263	37
(-) Provisão para perda na realização de créditos	(186)	(6)
Total	77	31

CASH AND CASH EQUIVALENTS

	2002	2001
Available cash	4,902	3,965
Applications on the open market		
Banco Alfa de Investimento S.A.	2,011	3,561
Banco Safra S.A.		1,010
Notes from Banco Central - Banco Real		860
Total of Financial Applications	2,011	5,431
Total cash on hand	6,913	9,396

On December 31, 2002, financial applications were remunerated at 101.5% of CDI and are due on the 15th of December 2003, subject to immediate liquidation if so desired.

4. CHARGES FOR THE USE OF THE TRANSMISSION SYSTEM

The services provided by ONS related to the use of the transmission system are paid for through charges for the use of the transmission system and delivered to generation, distribution, import and export agents and free consumers according to conditions established in the Contract for the Use of the Transmission – CUST that has as its objective to determine the terms and conditions that will regulate: (i) the use of the main transmission network by the agents, and (ii) the administration, by ONS, of the billing and settlement of the charges for the use of the transmission network and the exercise of the system of guarantees acting on behalf of the transmission concessionaires.

The value of R\$ 19,152 (R\$ 10,761 in 2001), consigned in the current assets, presents the credits receivable arising from the billing of services provided by ONS related to the use of the transmission system, for settlement in three equal payments, the first of which is due 15 days after the end of the month in which the services were rendered and the remaining payments in 25 and 45 days after issuance of the invoice and whose payment is guaranteed by the celebration of a Constituted Guarantee Contract that authorizes the withholding of amounts due together with the responsible bank by claiming the rights established in this same contract.

5. ASSOCIATE MEMBER CONTRIBUTIONS

	2002	2001
Contributions from associates	263	37
(-) Provision for losses from credits	(186)	(6)
Total	77	31

A contribuição dos associados, cuja aplicação é exclusiva para investimento, é definida e aprovada através de Assembléia Geral Ordinária do ONS. O valor aprovado para o exercício de 2002 foi de R\$ 7.500, o qual foi rateado com base no número de votos pertencentes a cada associado e cobrado em nove parcelas iguais e mensais a partir de abril de 2002.

Em 31 de dezembro de 2002, o ONS provisionou o valor de R\$ 186 relativos a associados que pleitearam à ANEEL o cancelamento da contribuição, em decorrência da postergação nos investimentos programados ou questionaram seus enquadramentos como associados.

The contribution from associates, whose application is exclusively used for investments, is defined and approved by the ONS General Assembly. The amount approved for 2002 was R\$ 7,500 which was divided equally among the number of votes belonging to each associate member and collected in nine equal, monthly payments as of April 2002.

On December 31 of 2002, ONS provisioned the amount of R\$ 186 relative to associates that requested ANEEL to cancel their contribution due to cancellation of investments or from questions raised as to their status as associate members.

6. TRIBUTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS COMPENSÁVEIS

	2002	2001
Imposto de Renda		3.930
Contribuição Social	1.871	1.798
Imposto de renda na fonte sobre aplicações financeiras	1.240	1.439
TOTAL	3.111	7.167

Os tributos e contribuições compensáveis referem-se a pagamentos efetuados a maior e imposto de renda sobre aplicações financeiras, atualizados com base na variação da SELIC para futura compensação.

6. TAXES AND SOCIAL CONTRIBUTIONS

	2002	2001
Income tax		3,930
Social Contributions	1,871	1,798
Income tax paid at the source on financial applications	1,240	1,439
TOTAL	3,111	7,167

Taxes and compensational social contributions refer to over payments made under the title of income tax to be ascertained from financial application gains, updated and based on the SELIC index variation, for future compensation.

7. ATIVO IMOBILIZADO

		2002						2001		
Taxas anuais de depreciação (%)		Custo		Depreciação acumulada		Valor líquido		Valor líquido		
Annual depreciation (%)		Cost		Depreciation accumulated		Net Value		Net Value		
EM SERVIÇO IN SERVICE										
Intangíveis - softwares	Intangibles - software	20%	18.688	18,688	(4.538)	(4,538)	14.150	14,150	3.868	3,868
Terrenos	Land	—	3.829	3,829			3.829	3,829		
Edificações	Buildings	4%	5.345	5,345	(36)	(36)	5.309	5,309		
Máquinas e equipamentos										
	Machinery and equipment	10%	62.963	62,963	(21.470)	(21,470)	41.493	41,493	15.137	15,137
Veículos	Vehicles	20%	61	61	(20)	(20)	41	41	10	10
Móveis e utensílios										
	Furniture and accessories	10%	4.046	4,046	(1.192)	(1,192)	2.854	2,854	2.499	2,499
			94.932	94,932	(27.256)	(27,256)	67.676	67,676	21.514	21,514
EM CURSO IN COURSE										
Intangíveis - softwares	Intangibles - software		31.778	31,778	—	—	31.778	31,778	19.870	19,870
Máquinas e equipamentos										
	Machinery and equipment		6.509	6,509	—	—	6.509	6,509	2.985	2,985
Estudos e projetos	Studies and projects		3.198	3,198	—	—	3.198	3,198	3.467	3,467
Adiantamento a fornecedor										
	Advance payments to suppliers		1.609	1,609	—	—	1.609	1,609	1.585	1,585
			43.094	43,094	—	—	43.094	43,094	27.907	27,907
			138.026	138,026	(27.256)	(27,256)	110.770	110,770	49.421	49,421

7. PERMANENT ASSETS – PROPERTY AND EQUIPMENT

Em 2 de outubro de 2002, foi publicada a Portaria nº 468 do Ministério de Minas e Energia, estabelecendo as condições para a transferência dos ativos constitutivos do Centro Nacional de Operações do Sistema – CNOS da Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – ELETROBRÁS e dos Centros de Operação do Sistema – COS de FURNAS Centrais Elétricas S.A. – FURNAS, Empresa Transmissora de Energia Elétrica do Sul do Brasil S.A. – ELETROSUL, Companhia Hidrelétrica do São Francisco S.A. – CHESF e Centrais Elétricas do Norte S.A. – ELETRONORTE, ao Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS.

O art. 1º desta Portaria determinou que: (i) os ativos de propriedade da Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobrás, por não ser concessionária de serviço público de energia elétrica, e por estar fora do regime de vinculação e reversão de seus bens, serão transferidos pelo valor de mercado; (ii) os ativos de propriedade das Subsidiárias, por serem concessionárias de serviço público e, por força do regime de reversão de bens, serão transferidos pelo valor residual contábil, levando-se em consideração os custos históricos corrigidos e a depreciação acumulada apurados em 31 de dezembro de 2000.

Os valores correspondentes à transferência dos ativos oriundos da Eletrobrás e suas subsidiárias estão demonstrados conforme a seguir:

Empresa	Valor
Eletrobrás	13.821
Furnas	15.943
Eletrosul	7.017
Eletronorte	45
Chesf	33
Total	36.859

Além da transferência dos ativos acima referidos, encontram-se em fase de conclusão os projetos de Melhoria e Modernização dos Sistemas de Supervisão e Controle dos Centros de Operação, o Sistema Nacional de Controle de Segurança, a Implantação do Sistema Integrado de Planejamento e Programação da Operação Eletro-Energética / SIPPOEE e a Consolidação da Infra-estrutura de Informática e Telecomunicações .

No exercício de 2002 foram capitalizados no imobilizado em curso R\$ 5.740 (R\$ 137 em 2001) referentes a encargos financeiros e variações monetárias correspondentes a financiamentos obtidos de terceiros, efetivamente aplicados no imobilizado em curso.

On October 02 of 2002, Communication 468 was published by the Ministry of Mines and Energy establishing the conditions for the transfer of the constituted assets at the CNOS – National System Operation Center owned by the Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – ELETROBRÁS and the COS System Operation Centers owned respectively by FURNAS – Centrais Elétricas S.A, Empresa Transmissora de Energia Elétrica do Sul do Brasil SA – ELETROSUL, Companhia Hidrelétrica do São Francisco S.A - CHESF and Centrais Elétricas do Norte S.A. – ELETRONORTE, to the Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS.

Article 1º of the Communication cited above determined that: (i) the assets belonging to Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobrás, in view of not being an electric energy concessionaire of public service and because it was not subject to the attachment and reversion regimen, shall have its assets transferred at the residual accounting market value; (ii) the assets of its Subsidiaries, in view of their being concessionaires of public services and by force of the asset reversion regimen, shall be transferred at their residual accounting value taking into consideration the corrected historical values and accumulated depreciation updated to December 31, 2000.

The corresponding values utilized for transfer of assets originating from ELETROBRÁS and its Subsidiaries are shown as follows:

Company	Value
Eletrobrás	13,821
Furnas	15,943
Eletrosul	7,017
Eletronorte	45
Chesf	33
Total	36,859

Besides the transfer of the assets referred to above, the final stages of the following projects were reached in this period: Improvement and Modernization of the Control and Supervision Systems at the Operation Control Centers, the National System Safety Control Program, Implantation of the Integrated Electro-energetic Planning and Programming System/SIPPOEE and the Information and Telecommunications Infrastructure Consolidation project.

In the period of 2002 these assets were capitalized under the title Permanent Assets in Course – R\$ 5,740 (R\$ 137 in 2001), regarding the financial charges and monetary variations corresponding to financing from third parties obtained and effectively applied to the permanent assets in course.

8. ATIVO DIFERIDO

	Taxas anuais de amortização	2002	2001
Despesas pré-operacionais	20%	1.416	1.416
Outras despesas diferidas	20%	3.370	3.326
Amortização acumulada		(2.926)	(1.973)
Ativo diferido em curso		158	158
Total		2.018	2.927

9. EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

	2002			2001
	Circulante principal	Longo prazo principal	Total	
MOEDA ESTRANGEIRA				
Banco do Brasil (a)	2.400	12.003	14.403	1.229
MOEDA NACIONAL				
Eletrobrás (b)	9.015	26.293	35.308	34.012
Eletrobrás (c)	1.508	12.820	14.328	
Eletrosul (c)	611	7.125	7.736	
Furnas (c)	1.347	16.495	17.842	
	12.481	62.733	75.214	34.012
	14.881	74.736	89.617	35.241

a) Em 19 de abril de 2001, o ONS firmou contrato de financiamento ONS nº 42/2001 no valor total de EURO 5.425 mil, com o Banco do Brasil S.A., com recursos oriundos de linha de crédito firmada entre o Banco do Brasil S.A. e o Société Générale para compra de bens e serviços nacionais e importados destinados ao projeto de Modernização dos Centros Regionais de Operação do Norte, Sul e Nordeste, composto de 3 Sistemas de Supervisão e Controle (SSC), adquiridos da Alstom Brasil Ltda e Alstom T&D S.A. As condições contratuais do financiamento são as seguintes:

Taxa de juros:	5,92% a.a.
COFACE (Seguro):	8,47% (flat)
Comissão de repasse:	1,5% a.a.
Comissão de compromisso:	0,25% a.a.
Comissão de administração:	0,25% (flat)
Amortização:	Doze parcelas semestrais e sucessivas a partir de março de 2003 até setembro de 2008

Até 31 de dezembro de 2002, foram desembolsados EURO 3.712 mil para aquisição de bens e serviços e EURO 180 mil relativos à incorporação de juros.

b) Em 8 de novembro de 2000 foi assinado contrato de financiamento ECF-2056/00 no valor de R\$27.819 entre a Eletrobrás e o ONS para a consolidação e repactuação das condições financeiras relativas à dívida do ONS decorrente dos Contratos de Financiamentos nºs ECF-1.835/98 e ECF-1.846/98, assinados em 19/10/98 e 21/05/99, respectivamente, que objetivaram a cobertura das despesas pré-operacionais do ONS. Este contrato incorpora também as dívidas oriundas do repasse das despesas reembolsáveis, deduzidos os créditos que o ONS detinha junto a Eletrobrás, apurados até 8 de novembro de 2000.

8. DEFERRED ASSETS

	Annual rates amortization	2002	2001
Pre-operational expenses	20%	1,416	1,416
Other deferred expenses	20%	3,370	3,326
Accumulated amortization		(2,926)	(1,973)
Deferred assets in course		158	158
Total		2,018	2,927

9. LOANS AND FINANCING DEBT

	2002			2001
	Current principal	Long-term principal	Total	
FOREIGN CURRENCY				
Banco do Brasil (a)	2,400	12,003	14,403	1,229
NATIONAL CURRENCY				
Eletrobrás (b)	9,015	26,293	35,308	34,012
Eletrobrás (c)	1,508	12,820	14,328	
Eletrosul (c)	611	7,125	7,736	
Furnas (c)	1,347	16,495	17,842	
	12,481	62,733	75,214	34,012
	14,881	74,736	89,617	35,241

a) On April 19th, 2001, ONS firmed a loan contract – ONS nº 042/2001 in the amount of EURO 5,425 thousand, with the Banco do Brasil S.A., utilizing resource from a credit line firmed between the Banco do Brasil S.A. and the Société Générale for the purchase of national and imported goods and services destined for use in the modernization projects for the Regional Centers North, South and Northeast areas, composed of three Control and Supervision Systems (SSC), acquired from Alstom Brasil Ltda and Alstom T&D S.A. The contractual conditions for the loan follow:

Interest on loan:	5.92% per yr.
COFACE (Insurance):	8.47% (flat)
Re-pass fee:	1.5% per yr.
Commitment fee:	0.25% per yr.
Administration fee:	0.25% (flat)
Amortization:	12 consecutive semestral payments as of March 2003 to September 2008

By December 31, 2002 a total of EURO 3,712 thousand was outlaid for the acquisition of goods and services and EURO 180 thousand, for the incorporation of interest.

b) On November 8th, 2000 a loan contract was signed – ECF-2056/00 – in the amount of R\$ 27,819 between Eletrobrás and ONS consolidating and revising the financial conditions originally related to ONS debts arising from the Loan Contracts nºs ECF-1.835/98 and ECF-1.846/98, signed on 10/19/98 and 05/21/99, respectively, with objective of covering pre-operational expenses at ONS. This new contract also incorporates debts coming from the re-pass of reimbursable expenses, deducted from the credits that ONS claimed at Eletrobrás, as calculated on November 8th of 2000.

O contrato ECF-2056/00 prevê um período de carência de 12 meses contados a partir de 13 de novembro de 2000, atualização monetária com base no IGP-M, juros de 10% a.a. e taxa de administração de 2% a.a., cujo saldo devedor, compreendendo o principal e os juros incorporados, vem sendo amortizado, com base no Sistema Francês de Amortização, em 60 parcelas mensais.

Contract ECF-2056/00 foresees a pardon period of 12 months as of November 13th, 2000, monetary correction based on the IGP-M index, interest of 10% per yr. and an administration fee of 2% per yr. The unpaid balance, understood to be composed of interest and principle, is amortized based on the French Amortization System divided in to 60 monthly payments.

c) Conforme descrito na Nota 7, durante o exercício de 2002, os ativos constitutivos dos Centros de Operação do Sistema foram transferidos para o ONS. Nestas datas foram assinados os Instrumentos Particulares de Compra e Venda entre a Eletrobrás, Furnas, Eletrosul, Eletronorte, Chesf e o ONS, cujos montantes serão ressarcidos segundo o prazo médio restante de depreciação do conjunto de bens de cada entidade, acrescidos de 5% a.a., taxa equivalente aos recursos da Reserva Global de Reversão – RGR e taxa de administração de 2% a.a., conforme abaixo:

Empresa	Contrato	Valor
Eletrobrás	ONS - 196/2002	14.328
Furnas	ONS - 197/2002	17.842
Eletrosul	ONS - 198/2002	7.736
Total		39.906

c) As described in Note 7, during the period of 2002, the constituted assets at the System Operation Control Centers were transferred to ONS. On the mentioned dates Private Purchase and Sales instruments were signed by ONS and Eletrobrás, Furnas, Eletrosul, Eletronorte and Chesf, whose amounts shall be paid according to the medium period of time for depreciation of the group of assets pertaining to each entity plus 5% per yr., a rate equivalent to the resources in the Global Reversion Reserve – and the rate of 2 per cent per yr. for administration fees, as shown below:

Company	Contract	Value
Eletrobrás	ONS - 196/2002	14,328
Furnas	ONS - 197/2002	17,842
Eletrosul	ONS - 198/2002	7,736
Total		39,906

Os valores dos Instrumentos Particulares de Compra e Venda incluem juros de 5% a.a. contados a partir de 31 de dezembro de 2000, data de desvinculação dos ativos da Eletrosul e Furnas, e desde 30 de abril de 2002, data de avaliação dos ativos transferidos da Eletrobrás.

The amounts cited in the Private Purchase and Sales instruments include 5% per yr. interest rates as of December 31, 2000, the date designated for the actual transfer of assets from Eletrosul and Furnas, and April 30, 2002, the date acknowledged for the transfer of assets from Eletrobrás.

Os ativos oriundos da Chesf e Eletronorte, no montante total atualizado de R\$ 85, foram liquidados integralmente em dezembro de 2002.

The assets from Chesf and Eletronorte, in the amount of de R\$ 85 were integrally liquidated in December of 2002.

O total do principal devido está composto como na descrição abaixo:

The total of the principal owed is shown as follows:

Contratos Contracts	Prazo de vencimento em meses Term	Início da amortização Beginning of amortization	Periodicidade de amortização Payment cycle (amortization)	Taxa de juros (a.a.) % Interest rates Per yr. %	Principal Principle
ECF - 2.056/00	60 meses 60 months	Dezembro/01 December/01	Mensal Monthly	10,0 10.0	35.308 35,308
ONS - 42/2001	72 meses 72 months	Março/03 March/03	Semestral Semestral	5,92 5.92	14.403 14,403
ONS - 196/2002	114 meses 114 months	Janeiro/03 January/03	Mensal Monthly	5,0 5.0	14.328 14,328
ONS - 197/2002	159 meses 159 months	Janeiro/03 January/03	Mensal Monthly	5,0 5.0	17.842 17,842
ONS - 198/2002	152 meses 152 months	Janeiro/03 January/03	Mensal Monthly	5,0 5.0	7.736 7,736
Total Total					89.617 89,617

O principal dos empréstimos e financiamentos em 31 de dezembro de 2002 apresentava a seguinte composição por tipo de moeda e indexador:

	2002		2001	
	R\$	%	R\$	%
Moeda Estrangeira				
EURO	14.403	16	1.229	3
Moeda Nacional				
IGP-M	35.308	39	34.012	97
RGR	39.906	45	-	-
Total	89.617	100	35.241	100

Os indexadores, base de atualização de empréstimos e financiamentos, tiveram o seguinte comportamento:

	2002 (%)	Varição Anual 2001(%)
EURO	79,35	12,05
IGP-M	25,58	10,14
RGR	Sem Variação	Sem Variação

Em 31 de dezembro de 2002, as parcelas relativas ao principal dos empréstimos e financiamentos a longo prazo apresentavam os seguintes vencimentos:

	Moeda Estrangeira		Moeda Nacional
	EURO	R\$	R\$
2004	632	2.400	12.676
2005	632	2.401	12.676
2006	632	2.401	11.337
2007	632	2.401	3.466
2008	632	2.400	3.466
Após 2008	-	-	19.112
Total	3.160	12.003	62.733

10. TRIBUTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS

	2002	2001
IMPOSTOS		
Imposto de Renda – Pessoa Jurídica	142	14
Imposto de renda retido na fonte	425	963
Imposto sobre Serviços – ISS	676	402
Cofins	403	247
PIS	187	54
	1.833	1.680
CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS		
Contribuição social sobre o lucro		24
CIDE	90	
INSS	880	764
Contribuição sindical	8	16
Salário Educação	70	58
FGTS	366	339
	1.414	1.201
Total	3.247	2.881

The principal related to loans and financing, on December 31, 2002 presents the following composition/currency and readjustment index:

	2002		2001	
	R\$	%	R\$	%
Foreign currency				
EURO	14,403	16	1,229	3
National currency				
IGP-M	35,308	39	34,012	97
RGR	39,906	45	-	-
Total	89,617	100	35,241	100

The indexing indicators based on up-dates for loans and financing behaved as follows over the periods shown:

	2002 (%)	Annual Variation 2001(%)
EURO	79.35	12.05
IGP-M	25.58	10.14
RGR	No Variation	No Variation

On December 31st, 2002, the long-term payment parcels related to the loan and financing principal presented the following due dates:

	Foreign currency		National currency
	EURO	R\$	R\$
2004	632	2,400	12,676
2005	632	2,401	12,676
2006	632	2,401	11,337
2007	632	2,401	3,466
2008	632	2,400	3,466
After 2008	-	-	19,112
Total	3,160	12,003	62,733

10. TAXES AND SOCIAL CONTRIBUTIONS

	2002	2001
TAXES		
Income tax - corporate	142	14
Income tax withheld at source	425	963
Service tax - ISS	676	402
Cofins	403	247
PIS	187	54
	1,833	1,680
SOCIAL CONTRIBUTIONS		
Social contribution over profits		24
CIDE	90	
INSS	880	764
Union fees	8	16
Education benefit assistance	70	58
FGTS	366	339
	1,414	1,201
Total	3,247	2,881

11. OBRIGAÇÕES ESTIMADAS

	2002	2001
Provisão de férias e encargos sociais	5.159	3.484
Previdência privada	431	277
Provisão de serviços prestados	50	161
Provisão de aluguéis e condomínio	53	610
	5.693	4.532

12. PLANO DE PREVIDÊNCIA COMPLEMENTAR

O ONS patrocina o plano de previdência privada para seus empregados, administrado pela Fundação Eletrobrás de Seguridade Social – ELETROS. O plano de benefícios é do tipo “Contribuição Definida”, onde as contribuições são creditadas em contas individuais em nome de cada participante. O ONS contribui com, no máximo, 6% de sua folha de pagamento líquida, tendo contribuído neste exercício com R\$ 1.447 (R\$ 1.122 em 2001), equivalente a 2,40% da folha anual (4,19% em 2001). Em complemento ao plano previdenciário é proporcionado seguro de vida e acidentes, também em parceria contributiva com os empregados, no custo da apólice. Ao ONS cabe um percentual de 1,5% de sua folha líquida. Neste exercício a contribuição foi de R\$ 347 (R\$ 286 em 2001), equivalente a 0,58% da folha anual (1,07% em 2001). O outro benefício administrado pela ELETROS é o de complementação do Auxílio Doença. Neste caso, o custeio é exclusivo do ONS e o provisionamento respectivo é de 0,5% da folha líquida.

Este benefício custou ao ONS neste exercício R\$ 97 (R\$160 em 2001), equivalente a 0,16% da folha anual (0,60% em 2001).

Em 31 de dezembro de 2002 e de 2001 o plano da Eletros para o ONS apresentava a seguinte composição:

	2002	2001
Ativo líquido do plano	9.333	3.958
Benefícios concedidos	227	
Benefícios a conceder	9.106	3.958

13. SEGUROS

De acordo com o seu Estatuto, o ONS não dispõe de ativos de geração, transmissão ou distribuição de energia elétrica. Os principais ativos estão segurados por um montante global de R\$ 21.590 (R\$ 22.595 em 2001), cujas especificações por modalidade de risco dos principais seguros estão demonstradas a seguir:

11. ESTIMATED OBLIGATIONS

	2002	2001
Provision for holiday pay and social charges	5,159	3,484
Private pension plans	431	277
Provision for services rendered	50	161
Provision for rents and condominium fees	53	610
	5,693	4,532

12. PENSION PLAN

ONS sponsors a private pension plan for its employees administered by the Fundação Eletrobrás de Seguridade Social – ELETROS. The benefits plan is based on a “Defined Contribution” amount where the contributions are credited in individual accounts in the name of each participant. ONS contributed a maximum of 6% of the net payroll in the period, an amount of R\$ 1,447 (R\$ 1,122 in 2001), equivalent to 2.4% of the total annual payroll (4.19% in 2001). Complementary to the pension plan, ONS also provides for life and accident insurance coverage, dividing the cost of this benefit with employees. ONS covers this obligation by using 1.5% of the net payroll. In the period of 2002, this amounted to a value of R\$ 347 (R\$ 286 in 2001), equivalent to 0.58% of the annual payroll (1.07% in 2001). The other benefit administered by ELETROS is the Sick Leave Benefit. In this case the entire expense is absorbed by ONS and consumes 0.5% of the net payroll.

This benefit cost ONS, in 2002, R\$ 97 (R\$ 160 in 2001), equivalent to 0.16% of the annual payroll (0.60% in 2001).

On December 31st of 2002 and 2001 the Eletros Plan for ONS presented the following composition:

	2002	2001
Net current cost of Plan	9,333	3,958
Benefits provided	227	
Benefits to be provided	9,106	3,958

13. INSURANCE

According to company statutes, ONS cannot own generation, transmission or distribution assets related to electric energy. The main assets are insured for a global amount of R\$ 21,590 (R\$ 22,595 in 2001), whose specifications by areas of risk are demonstrated as follows:

Riscos	Importância segurada	Prêmio
Incêndio/raio/explosão	12.444	7
Danos elétricos	3.452	14
Equipamentos eletrônicos, arrendados e/ou cedidos	2.450	10
Cobertura básica	2.316	22
Roubos e furtos	384	1
Danos causa externa	354	1
Responsabilidade civil	160	1
Riscos diversos	30	1
	21.590	57

Risk areas	Insured amount	Premium
Fire/lightning/explosion	12,444	7
Electric damages	3,452	14
Electronic equipment leased or on loan	2,450	10
Basic coverage	2,316	22
Theft	384	1
Damages from external causes	354	1
Civil suits	160	1
Diverse risks - other	30	1
	21,590	57

14. RECEITAS (DESPESAS) FINANCEIRAS

	2002	2001
RECEITA		
Rendimento sobre aplicações financeiras	125	1.337
Encargos sobre faturas em atraso – Contratos de Transmissão	717	217
Variação monetária sobre créditos fiscais	741	1.033
Outras	196	139
	1.779	2.726
DESPESA		
Juros sobre empréstimos e financiamentos	(3.019)	(3.272)
Variação monetária passiva	(8.054)	(3.622)
Outras	(675)	(624)
	(11.748)	(7.518)
RESULTADO FINANCEIRO	(9.969)	(4.792)

14. FINANCIAL INCOME (EXPENSES)

	2002	2001
INCOME		
Revenue from financial applications	125	1,337
Charges from late-paid invoices – Transmission Contracts	717	217
Monetary variations from fiscal credits	741	1,033
Others	196	139
	1,779	2,726
EXPENSES		
Interest from loans and financing	(3,019)	(3,272)
Monetary variation liability	(8,054)	(3,622)
Others	(675)	(624)
	(11,748)	(7,518)
FINANCIAL RESULT	(9,969)	(4,792)

15. CONTRATOS DE ARRENDAMENTO MERCANTIL

O ONS possuía os seguintes montantes (compromissos futuros) em 31 de dezembro de 2002 e 2001 referentes aos contratos de arrendamento mercantil:

15. COMMERCIAL LEASE CONTRACTS

ONS maintains lease and contract commitments in the following conditions (future commitments) as of December 31st of 2002 and 2001:

	Vencimento Due date	Juros Interest	Amortização Amortization	2002 2002	2001 2001
Computadores Computer hardware	09/10/2003	10/09/03	2,30% 2.30%	mensal monthly	208 510
Robôs IBM IBM Robots	10/01/2004	01/10/04	2,05% 2.05%	mensal monthly	218
Servidores IV IBM IV IBM Providers	11/05/2003	05/11/03	1,88% 1.88%	mensal monthly	85 291
Central telefônica NE NE Telephone desk	16/08/2003	08/16/03	2,29% 2.29%	mensal monthly	136 365
Veículos Vehicles	18/12/2003	12/18/03	1,94% 1.94%	mensal monthly	55
Servidores V IBM V IBM Providers	25/04/2004	04/25/04	1,92% 1.92%	mensal monthly	68
Central telefônica Sul Sul Telephone desk	30/11/2003	11/30/03	2,20% 2.20%	mensal monthly	206 491
TOTAL TOTAL				976	1.657

O ONS tem a opção de compra dos bens, mediante pagamento do valor residual garantido.

ONS has the option to purchase the goods in question by payment of the residual value of the leases.

16. ITENS EXTRAORDINÁRIOS

Conforme descrito na nota 7, os ativos constitutivos do Centro Nacional de Operação do Sistema – CNOS e dos Centros de Operação – COS, oriundos de Furnas, Eletronorte, Eletrosul e Chesf, foram formalmente transferidos somente durante o exercício de 2002; entretanto, as condições de transferência dos bens estabeleceram como valor de aquisição o custo contábil na data-base de 31 de dezembro de 2000.

16. EXTRAORDINARY ITEMS

As described in Note 7, the constituted assets of the National System Operation Center – CNOS and the Operation Centers originating from Furnas, Eletronorte, Eletrosul and Chesf were formally transferred only during the period of 2002, however, the conditions for this transfer of assets established values for purchase and for accounting purposes based on a date base determined to be December 31st, 2000.

Considerando que as depreciações ocorridas desde a data-base de 31 de dezembro de 2000 até a data da transferência efetiva dos bens não reduziram o valor de aquisição pago pelo ONS, bem como os mesmos continuaram em operação pelo ONS durante esse período, e que, conforme mencionado na nota 9, os instrumentos particulares de compra e venda incorporaram encargos financeiros de 5%a.a., aplicados sobre o principal desde de 31 de dezembro de 2000, os efeitos da despesa de depreciação e os encargos financeiros foram tratados como Itens Extraordinários na demonstração do resultado de 2002, cujos valores demonstramos a seguir:

	Valor contabilizado	Efeitos dos impostos	Valor líquido
Despesa de depreciação	2.018		2.018
Encargos financeiros	2.037	(693)	1.344
Total	4.055	(693)	3.362

17. EVENTOS SUBSEQÜENTES

a) Em decorrência de aprovação pelo órgão regulador, por meio do Ofício nº 14/2003 – SFF ANEEL, de 10 de janeiro de 2003, as taxas de depreciação dos ativos correspondentes a equipamentos de informática passarão de 3% a 10% para 20% a.a. O efeito contábil estimado para o exercício de 2003, em função da mudança da estimativa de vida útil, será de R\$ 3.255, líquido de impostos.

b) A contribuição dos associados é contabilizada diretamente na conta Recursos para Aplicação em Investimento no Patrimônio Líquido. O ONS, em atendimento à recomendação de seu Conselho de Administração, remeteu consulta formal à Secretaria da Receita Federal em 11 de fevereiro de 2003, objetivando a ratificação do tratamento tributário dispensado à contribuição dos associados. A administração entende, contudo, que o procedimento, efetuado pelo ONS e aprovado pela ANEEL, está em conformidade com a Legislação vigente.

c) A Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, através da Resolução nº 73, de 11 de fevereiro de 2003, instituiu o Manual de Contabilidade do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, que promoveu revisão das normas e procedimentos contidos no Plano de Contas do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS. O documento em forma de Manual contempla o plano de contas, instruções contábeis e roteiro para elaboração e divulgação de informações econômicas e financeiras que trarão adaptações nas práticas contábeis e de divulgação aplicáveis ao ONS. A aplicação daquelas normas será obrigatória a partir de 1 de janeiro de 2003. A administração estima que as novas normas não deverão causar impactos significativos no patrimônio e resultados do ONS a partir do exercício de 2003.

Despite the fact that the depreciation did occur over the period since December 31st, 2000 until the date of the actual transfer of assets, this fact does not reduce the value of the acquisition paid by ONS or mean to suggest that these assets were not operated by ONS during this same period and that, in conformity with the information provided in Note 9, the Private instruments for Purchase and Sale; a total of 5% per yr. for interest was incorporated under the title of financial charges applied on the principal amount at the initial date of December 31st, 2000. The effects of the expenses described as depreciation and financial charges were treated under the title of Extraordinary Items in the period of 2002 and whose values are shown below:

	Accounted value	Tax effects	Net value
Depreciation expenses	2,018		2,018
Financial charges	2,037	(693)	1,344
Total	4,055	(693)	3,362

17. SUBSEQUENT EVENTS

a) Resulting from the approval by the regulator organ, through issuance of Official Communication nº 14/2003 – SFF ANEEL, dated January 10th, 2003, the rates as applied to depreciation correspondent to assets and equipment utilized for information processes will be altered from 3% and 10% to 20% p.a. The effect on accounting practices for the year 2003, in view of the reduction of the useful life of these assets, will generate an estimated value of R\$ 3.255, not considering eventual taxes.

b) The contributions received from associates are recorded directly in the account entitled Resources for Application under Investments found in Net Assets. ONS, in compliance with a recommendation from its Administrative Board, consulted the Federal Income Tax Board on February 11th, 2003, for clarification as to the tax treatment to be given in regard to these contributions. The ONS Administration does however understand that the procedures actually utilized by ONS and ratified by ANEEL are in conformity with the present legislation.

c) The National Electric Energy Agency - ANEEL, by means of Resolution nº 73, dated February 11th, 2003, instituted the Manual for Accounting Practices for the Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS. This publication promoted changes by revising the norm and procedures utilized in the Accounting Plan for the Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS. The document, in the form of a manual, contemplates the accounting plan, accounting instructions and procedures to be used for the elaboration and publication of financial and economic information as applied to ONS. The application of these norms is obligatory as of January 1st, 2003. ONS Administration estimates that the new guidelines will produce a significant impact on the patrimony and results of the company in 2003.

PARECER DOS AUDITORES INDEPENDENTES

Aos Administradores e Associados do
Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS
Rio de Janeiro - RJ

1. Examinamos o balanço patrimonial do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, levantado em 31 de dezembro de 2002, e as respectivas demonstrações do resultado, das mutações do patrimônio líquido e das origens e aplicações de recursos correspondentes ao exercício findo naquela data, elaborados sob a responsabilidade de sua administração. Nossa responsabilidade é a de expressar uma opinião sobre essas demonstrações contábeis.

2. Nosso exame foi conduzido de acordo com as normas brasileiras de auditoria e compreendeu: (a) o planejamento dos trabalhos, considerando a relevância dos saldos, o volume de transações e o sistema contábil e de controles internos da Associação; (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 Associação, bem como da apresentação das demonstrações contábeis tomadas em conjunto.

3. Em nossa opinião, as demonstrações contábeis referidas no parágrafo 1 representam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS em 31 de dezembro de 2002, e o resultado de suas operações, as mutações de seu patrimônio líquido e as origens e aplicações de seus recursos correspondentes ao exercício findo naquela data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

4. As demonstrações contábeis referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2001, apresentadas para fins de comparação, foram examinadas por outros auditores independentes, que emitiram parecer de auditoria em 1 de março de 2002, sem ressalvas.

Rio de Janeiro, 20 de fevereiro de 2003

DELOITTE TOUCHE TOHMATSU
Auditores Independentes
CRC-SP 11.609/O-S-RJ

Celso de Almeida Moraes
Contador
CRC-SP 124.669/O-S-RJ

INDEPENDENT AUDITORS REPORT

TO: The Administrators and Associate Members of
the Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS
Rio de Janeiro - RJ

1. We have audited the patrimonial balance of the Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, closed on December 31st, 2002 and the respective Financial Statements, the permutations and changes in net assets and in the origins and application of resources correspondent to the period closed on the date mentioned above, elaborated under the responsibility of the ONS administration. Our responsibility is to express an opinion regarding these accounting statements.

2. Our audit was conducted in accordance with the normal audit practices used in Brazil and includes: (a) planning of the work, considering the relevance of the volume of transactions and the accounting system and internal controls used by the Association; (b) the verification, based tests, of the evidence and the registers that support the values and accounting information; and (c) an evaluation of the practices and accounting estimates most representative of the work done by the Association's as well as the presentation of the financial statements taken together as a whole.

3. In our opinion, the financial statements referred to in paragraph 1 represent adequately, in all relevant aspects, the patrimonial and financial position of the Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS on December 31st, 2002, and the result of its operations, permutations and other changes in net assets and origins and applications of resources, corresponding to this period, are in accordance with the accounting practices adopted in Brazil.

4. The financial statements for the period ending December 31, 2001, presented for means of comparison, were duly audited by other independent auditors that issued an Independent Auditors Report dated March 1st, 2002, without presenting any exceptions.

Rio de Janeiro, February 20th, 2003.

DELOITTE TOUCHE TOHMATSU
Independent Auditors
CRC-SP 11.609/O-S-RJ

Celso de Almeida Moraes
Accountant
CRC-SP 124.669/O-S-RJ

PARECER DO CONSELHO FISCAL

Os membros do Conselho Fiscal, no uso das suas atribuições estatutárias, apreciando as demonstrações contábeis que lhes foram apresentadas, referentes ao exercício de 2002, e considerando o exame final realizado, para o qual contaram com o parecer da DELOITTE TOUCHE TOHMATSU AUDITORES INDEPENDENTES, recomendam aos membros associados e participantes a aprovação das mesmas, juntamente com o Relatório da Administração, uma vez que estão de acordo com as práticas contábeis e legais vigentes, refletindo adequadamente a situação da Empresa em 31 de dezembro de 2002.

Rio de Janeiro, 13 de março de 2003.

Enio Andrade Branco
Hélio Lopes Carvalho
Márcio Nascimento Magalhães

ONS FISCAL COUNCIL REPORT

We, the members of the ONS Fiscal Council, in the exercise of our rights and obligations as established in company statutes, having considered the financial statements which were duly presented by ONS, in reference to the fiscal period of 2002 and considering the final report issued by independent auditors from DELOITTE TOUCHE TOHMATSU AUDITORES INDEPENDENTES, do recommend to associate members and participant members, to approve the Financial Statements and Annual Report as both documents are in accordance with the accounting practices and legal dispositions of Brazil, adequately reflecting the situation of the Company on december 31st, 2002.

Rio de Janeiro, March 13th, 2003.

Enio Andrade Branco
Hélio Lopes Carvalho
Márcio Nascimento Magalhães

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO

RELATÓRIO ANUAL 2002

SOCIAL BALANCE 2002

COORDENAÇÃO COORDINATION

**Assessoria de Comunicação
e Marketing do ONS**

CRIAÇÃO E EDIÇÃO CREATION AND EDITING

**Insight Engenharia de
Comunicação & Marketing**

FOTOS PHOTOS

Arquivo ONS

Arquivo CEEE

Arquivo Cemig

Arquivo CERJ

Arquivo CESP

Paulino Menezes/Arquivo CGTEE

Arquivo Chesf

Aristides Alves/Arquivo Coelba

Arquivo Copel

Arquivo CPFL

Sueli Takejame/Arquivo CTEEP

Arquivo Eletronorte

Arquivo Eletrosul

Arquivo Energipe

Flavio Santos/Arquivo Escelsa

Arquivo Furnas

Arquivo Grupo Rede

Alex Batista/Arquivo Light

Arquivo Tractebel

Arquivo MME

TRADUÇÃO TRANSLATION

Wordmagic



**Operador Nacional
do Sistema Elétrico**

Sede

Setor de Indústria e Abastecimento Sul
Área de Serviços Públicos Lote A
CEP 71215-000 • Brasília, DF
Tel.: (61) 362-5200 • Fax: (61) 362-5380

Escritório Central

Rua da Quitanda, 196 • Centro
Rio de Janeiro, RJ • CEP 20091-005
Tel.: (21) 2203-9400 • Fax: (21) 2203-9444

www.ons.org.br
info@ons.org.br