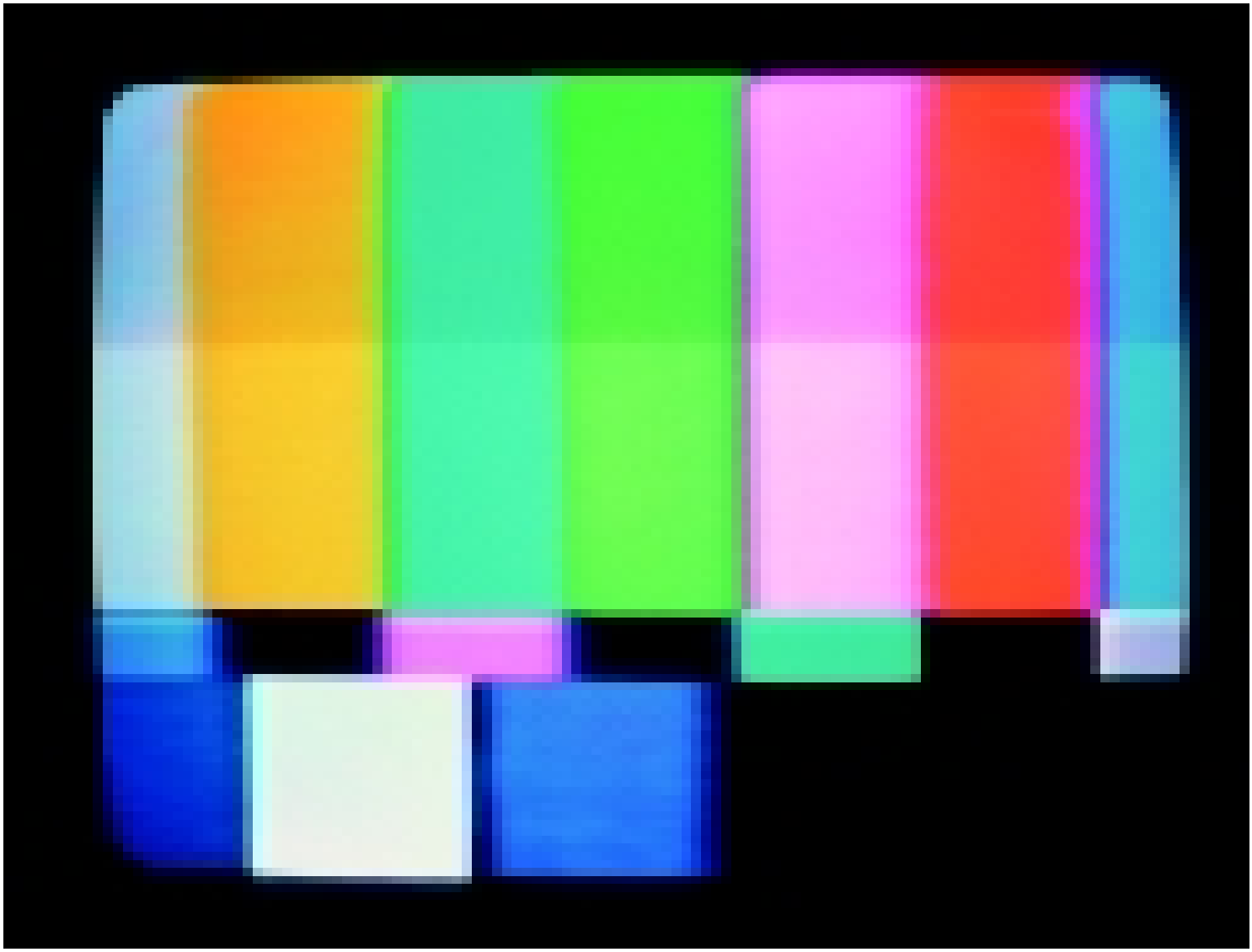
RELATÓRIO ANUAL 2001

ONS Operador Nacional do Sistema Elétrico



CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

Representantes da categoria Produção
Altino Ventura Filho
Celso Ferreira, presidente do Conselho
Jorge Nassar Palmeira
Lindolfo Zimmer
Manoel Arlindo Zaroni Torres
Tarcízio Celso de Castro que substituiu
Roberto Drumond Furst a partir de 08/05/01
Silvio Roberto Areco Gomes

Representantes da categoria Transporte
Celso Sebastião Cerchiari
Carlos Roberto Gallo que substituiu
Cláudio Ávila da Silva a partir de 10/05/01
Leonardo Lins de Albuquerque
Antonio Soares Diniz

Representantes da categoria Consumo
Fernando Quartim B. Figueiredo
José Moreno Fariña
Marcelo Silveira da Rocha
Moisés Afonso Sales Filho
Paulo Roberto G. Monteiro de Barros
Vicente José Rauber
Wilson Pinto Ferreira Júnior

Representante do Ministério de Minas e Energia
Wellington Pereira de Oliveira que substituiu
Helio Vitor Ramos Filho a partir de 03/04/01

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

CONSELHO FISCAL

Adalberto José de Campos Filho
Hélio Lopes Carvalho
Márcio Nascimento Magalhães

MEMBROS ASSOCIADOS DA CATEGORIA CONSUMO

AES SUL Distribuidora Gaúcha de Energia S/A	AES-SUL
CAIUÁ - Serviços de Eletricidade S/A	CAIUÁ
Centrais Elétricas de Santa Catarina S/A	CELESC
Centrais Elétricas do Norte do Brasil S/A	ELETRONORTE
Centrais Elétricas do Pará S/A	CELPA
Centrais Elétricas Matogrossense S/A.	CEMAT
Companhia de Eletricidade de Borborema	CELB
Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia	COELBA
Companhia de Eletricidade do Rio de Janeiro	CERJ
Companhia de Eletricidade Nova Friburgo	CENF
Companhia de Energia Elétrica do Estado de Tocantins	CELTINS
Companhia Energética de Alagoas	CEAL
Companhia Energética de Brasília	CEB
Companhia Energética de Goiás	CELG
Companhia Energética de Minas Gerais	CEMIG
Companhia Energética de Pernambuco	CELPE
Companhia Energética de São Paulo	CESP
Companhia Energética do Ceará	COELCE
Companhia Energética do Maranhão	CEMAR
Companhia Energética do Piauí	CEPISA
Companhia Energética do Rio Grande do Norte	COSERN
Companhia Estadual de Energia Elétrica	CEEE
Companhia Força e Luz Cataguazes-Leopoldina	CFLCL
Companhia Hidroelétrica do São Francisco	CHESF
Companhia Jaguari de Energia	JAGUARI
Companhia Luz e Força Santa Cruz	CLFSC
Companhia Nacional de Energia Elétrica	NACIONAL
Companhia Paranaense de Energia	COPEL
Companhia Paulista de Força e Luz	CPFL
Companhia Sul Paulista de Energia	CSPE
Elektro - Eletricidade e Serviços S/A	ELEKTRO
Eletrobrás Termonuclear S/A	ELETRONUCLEAR
Eletropaulo Metropolitana - Eletricidade de São Paulo S/A	METROPOLITANA
Empresa Bandeirante de Energia S/A.	EBE
Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S/A	EEVP
Empresa Elétrica Bragantina S/A	EEB
Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S/A.	ENERSUL
Empresa Energética de Sergipe S/A	ENERGIPE
Espírito Santo Centrais Elétricas S/A	ESCELSA
Light - Serviços de Eletricidade S/A	LIGHT
Rio Grande Energia S/A	RGE
Sociedade Anônima de Eletrificação da Paraíba	SAELPA
Tractebel Energia S.A.	TRACTEBEL

MEMBROS ASSOCIADOS DA CATEGORIA PRODUÇÃO

AES Uruguaiana Empreendimentos Ltda	AES-URUGUAIANA
Canoas Duke	CANOAS DUKE
Centrais Elétricas Cachoeira Dourada S/A	CDSA
Centrais Elétricas do Norte do Brasil S/A	ELETRONORTE
Companhia Brasileira de Alumínio	CANOAS CBA
Companhia de Geração de Energia Elétrica Tietê	TIETÊ / CGEET
Companhia de Geração Térmica de Energia Elétrica	CGTEE
Companhia de Interconexão Energética	CIEN
Companhia Energética de Minas Gerais	CEMIG
Companhia Energética de São Paulo	CESP
Companhia Energética Santa Clara	CESC
Companhia Estadual de Energia Elétrica	CEEE
Companhia Hidroelétrica do São Francisco	CHESF
Companhia Paraibuna de Metais - Sobragi	SOBRAGI
Companhia Paranaense de Energia	COPEL
Companhia Paulista de Força e Luz	CPFL
Consórcio Guilman-Amorin	GUILMAN-AMORIN
Consórcio Igarapava	IGARAPAVA
Dona Francisca Energética S/A	DFESA
Duke Energy International - Geração Paranapanema	DUKE
El Paso Rio Claro Ltda.	EL PASO
Eletrobrás Termonuclear S/A	ELETRONUCLEAR
Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S/A	EEVP
Empresa Metropolitana de Águas e Energia S/A	EMAE
Energia do Sul	EDS
Energy Works	ENERGY WORKS
Enron América do Sul Ltda	ENRON
Espírito Santo Centrais Elétricas S/A	ESCELSA
Furnas Centrais Elétricas S/A	FURNAS
Investco S/A - Lajeado	INVESTCO S/A - LAJEADO
Itá Energética S/A	ITASA
Itaipu Binacional	ITAIPU
Itiquira Energética S/A	ITIQUIRA
Light - Serviços de Eletricidade S/A	LIGHT
Petrobras - UTE's	PETROBRAS
SFE - Eletrobolt	SFE - ELETROBOLT
Termocorumbá	TERMOCORUMBÁ
Tractebel Energia S/A	TRACTEBEL
TRADENER Comercialização de Energia	TRADENER

MEMBROS ASSOCIADOS DA CATEGORIA TRANSPORTE

Companhia Estadual de Energia Elétrica	CEEE
Companhia Energética de Goiás	CELG
Companhia de Energia Elétrica do Estado de Tocantins	CELTINS
Companhia Energética de Minas Gerais	CEMIG
Companhia Hidroelétrica do São Francisco	CHESF
Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia	COELBA
Companhia Paranaense de Energia	COPEL
Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista	CTEEP
Empresa Catarinense de Transmissão de Energia S/A	ECTE
Centrais Elétricas do Norte do Brasil S/A	ELETRONORTE
Empresa Transmissora de Energia Elétrica do Sul do Brasil S/A	ELETROSUL
Empresa Paulista de Transmissão de Energia S/A	EPTE (*)
Espírito Santo Centrais Elétricas S/A	ESCELSA
Empresa de Transmissão de Energia do Oeste Ltda.	ETEO
Furnas Centrais Elétricas S/A	FURNAS
Light - Serviços de Eletricidade S/A	LIGHT

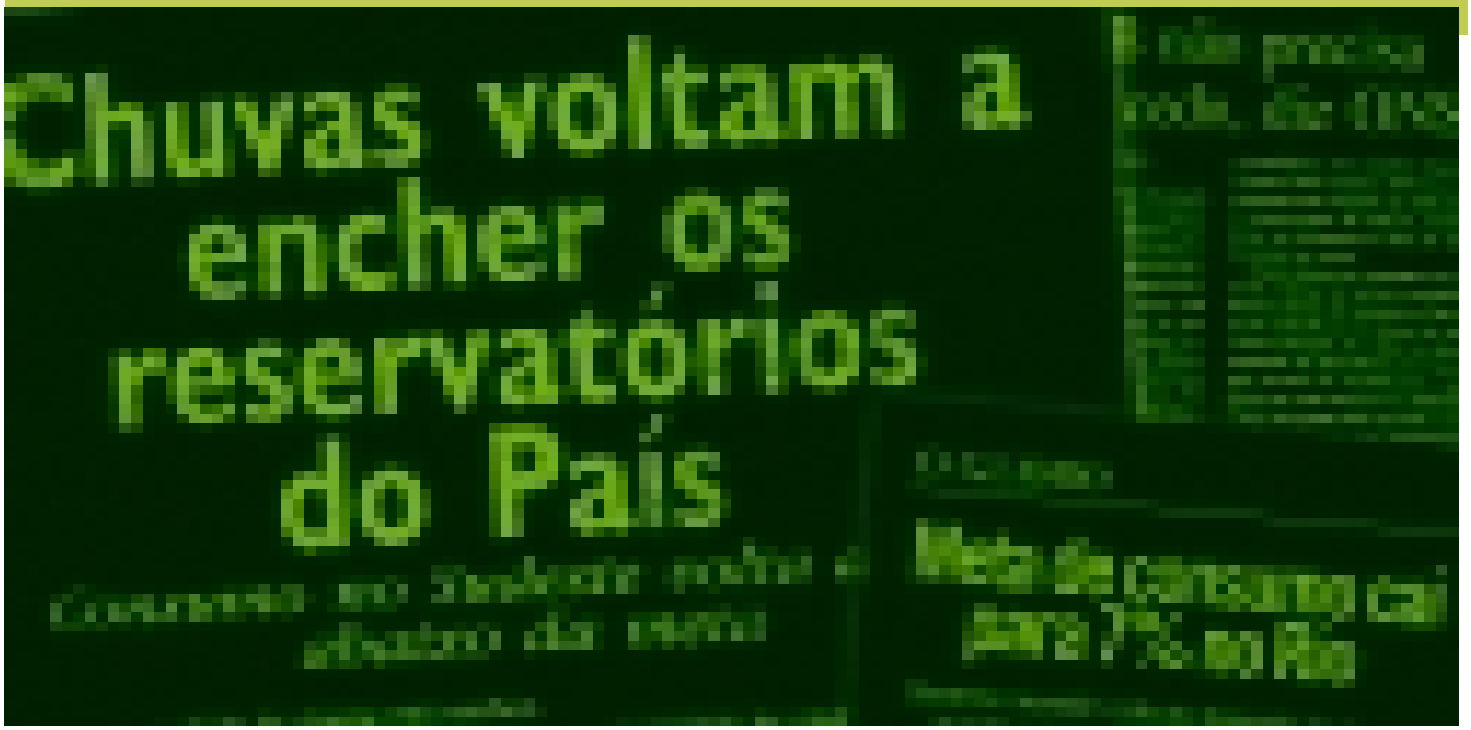
Obs.: (*) Em processo de fusão com a CTEEP

PARTICIPANTES ESPECIAIS

Ministério das Minas e Energia	MME
Conselho de Consumidores das Regiões Sul / Sudeste - Centro Oeste	
Conselho de Consumidores das Regiões Norte / Nordeste	

Índice

4 Mensagem do presidente
6 O Operador Nacional do Sistema Elétrico
8 O Sistema Interligado Nacional
12 A crise de energia elétrica
24 Plano de ação do ONS
32 Relacionamento externo
36 Integração de novas instalações
38 Planejamento e programação da operação
44 Confiabilidade e segurança da operação
46 Análise de ocorrências no sistema elétrico
48 Administração da transmissão
54 Operação do Sistema Interligado Nacional
60 Gestão corporativa



Mensagem do presidente



O ano de 2001 foi indiscutivelmente atípico para o setor elétrico nacional, em particular para o Operador Nacional do Sistema Elétrico. As medidas de restrição de carga no Sistema Interligado Nacional (SIN), em função do desequilíbrio entre demanda e oferta, colocaram o bem essencial **energia elétrica** na ordem do dia. A sociedade, após décadas de uso irrestrito, enfrentou um racionamento. Com ele, duas constatações instigantes: a primeira, de que a energia elétrica é um bem finito; a segunda, de que o risco de atendimento em um Sistema majoritariamente dependente da hidreletricidade é uma realidade. Nesse último caso, ênfase deve ser dada aos investimentos no setor, cujos atrasos aumentam significativamente sua vulnerabilidade, principalmente se associados à ocorrência de condições hidrológicas críticas. Tal conjunção de fatores adversos ocorreu em 2001 levando o sistema ao esgotamento de sua capacidade e, por conseqüência, ao desabastecimento. Nesse particular, a situação mais perversa teve lugar na bacia do rio São Francisco, em que as afluências verificadas foram as piores dos últimos 70 anos. Ficou portanto comprovado que as características dessa indústria no Brasil, pela sua estrutura de produção, exige investimentos continuados, atrelados a rígidos mecanismos de avaliação eletroenergética e de controle dos empreendimentos, de forma a assegurar o atendimento a um mercado determinantemente crescente, cujo abastecimento pleno exige ações estratégicas sempre preventivas e tomadas com a antecedência necessária, objetivando o equilíbrio entre oferta e demanda e a segurança elétrica do sistema.

No contexto de dificuldade vivenciado, deve-se reconhecer a competência do Governo Federal, que criou a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica – GCE – e implantou o Programa de Racionamento de Energia, primeiramente nas regiões Sudeste/Centro Oeste e Nordeste e posteriormente na região Norte. Coube ao ONS participar ativamente da GCE, propondo metodologias, realizando estudos de cenários e simulações eletro-energéticas que, cotejadas com os resultados operacionais do sistema, subsidiaram a GCE para o cumprimento de sua missão. O ONS desempenhou também papel relevante no processo de comunicação institucional, transformando a visibilidade que adquiriu em oportunidade para, de forma transparente, informar à sociedade o quadro real de escassez, o esforço necessário de restrição de consumo, a evolução do quadro e as condições de segurança para a saída do racionamento.



Esse trabalho extenuante de gestão da crise colocou à prova as equipes e os processos de trabalho do Operador Nacional, que se demonstraram eficientes em todos os aspectos, desde a gestão corporativa, o planejamento e programação e a operação integrada dos recursos de geração e transmissão disponíveis, passando pelos múltiplos relacionamentos e obrigações com seus agentes associados, o apoio ao Poder Concedente e pela comunicação e informação à sociedade. Destaque deve ser também dado ao trabalho realizado, em forte sintonia com o seu Conselho de Administração, que ofereceu permanente respaldo à Direção Executiva durante todo o processo, e com a ANEEL, que exercendo sua ação reguladora em apoio à GCE, facilitou enormemente o desenvolvimento das atividades do ONS.

Mas, se os resultados foram bons, o aprendizado tem sido ainda maior e o rescaldo dessa experiência, tão presente, vem ocorrendo com indicações de múltiplos caminhos a trilhar na busca constante da excelência na harmonização entre a otimização energética e a segurança operativa do sistema de transmissão, com o objetivo bem definido de garantir a continuidade e a qualidade do suprimento de energia elétrica. Para alcançá-lo é imperativa a necessidade de se investir na melhoria contínua dos recursos e processos que dêem perenidade à competência do Operador Nacional, como catalisador da sinergia técnico-operacional do SIN, o qual, pela sua característica intrínseca de forte grau de interdependência, deve ser operado de forma integrada, se constituindo em um verdadeiro condomínio.

É certo que, para obtenção dessa sinergia, o Operador Nacional tem privilegiado o trabalho em rede, envolvendo como parceiros as Empresas de Consultoria, os Centros de Pesquisa, as Universidades, e com destaque as Empresas de Energia Elétrica — seus membros associados que, paralelamente às suas funções finalísticas, vêm dando incondicional apoio às ações estratégicas de implantação/consolidação/evolução do ONS, cujos resultados são tangíveis, conforme sucintamente descritos a seguir.

Dentro de sua atuação específica, o ONS conseguiu em 2001 estabelecer alguns marcos significativos, baseados em um tríplice roteiro: uma gestão moderna de recursos humanos, utilizando avançadas técnicas de formação e capacitação de pessoal; tecnologia orientada para resultados; e processos mais aperfeiçoados, incluindo a consolidação dos Procedimentos de Rede, que foram concluídos e encaminhados à ANEEL para aprovação no dia 23 de julho de 2001.



Aliás, em função do grande porte e das características peculiares do Sistema Interligado Nacional, é requisito basilar para o ONS contar com os melhores recursos disponíveis em nível mundial, dispondo e estando capacitado a utilizar o "estado da arte" em tecnologia de Operação de Sistemas Eletroenergéticos. Nesse contexto, cabe destacar que o ONS não tem sido meramente um importador de tecnologia, tendo se transformado em um centro de referência, desenvolvendo soluções próprias, a ponto de despertar o interesse de outras nações engajadas em processos semelhantes. E é bom destacar que todo esse esforço de desenvolvimento e aperfeiçoamento foi viabilizado por um orçamento de investimento de aproximadamente R$ 24,7 milhões, que corresponde a 18% do seu orçamento total de R$ 132 milhões, que por sua vez representa cerca de 0,4% da receita do setor elétrico em 2001, na faixa de R$ 38 bilhões.

Têm colaborado decisivamente para essa tão rápida evolução, a autonomia e flexibilidade de gestão do ONS, que têm sido elementos determinantes para viabilizar em curtíssimo espaço de tempo o emprego do que há de mais moderno e inovador em tecnologia de operação de sistemas elétricos. Estamos em sintonia fina com o que está sendo aplicado nos mais avançados operadores de sistemas elétricos no mundo, embora cientes de que por mais que façamos, haverá sempre algo a mais a ser feito, e que esse dinamismo é condição sine-qua-non para que o ONS cumpra com suas responsabilidades.

Cabe ressaltar também que as definições permanentes do Estado, traduzidas na legislação e regulamentação do setor, as estratégias conjunturais e de política do Governo Federal, a exemplo daquelas contidas nas decisões da GCE, e ainda a participação de todos os Agentes e de seus representantes nos Conselhos de Administração e Fiscal, têm sido facilitadores ao trabalho do Operador Nacional. Isso é o que tem permitido ao ONS ter autoridade para conduzir o SIN com visão holística, fazendo valer seus princípios, que desde sua concepção e planejamento propugnavam o uso dos recursos disponíveis, independentemente da estrutura proprietária, como se fossem de um só ente, capaz de assegurar o melhor resultado para a sociedade.

Assim foi que, mesmo diante de uma crise sem paralelo, com a retração na oferta e um controle sistemático do consumo em 2001, o setor elétrico brasileiro mostrou-se capaz de apresentar soluções viáveis e eficazes para a gestão da crise, propor as correções de rumo necessárias ao novo modelo setorial e estimular mais investimentos. O quadro de escassez enfrentado serviu também para evidenciar a todos a essencialidade da existência de uma operação integrada, que orquestre e harmonize a otimização da energia produzida pelas geradoras, com a segurança e confiabilidade das redes de transmissão.

Não é demais relembrar que a eficiência do Operador Nacional foi em grande medida resultante do profícuo relacionamento com o Ministério de Minas e Energia, ANEEL, ANA, MAE e demais agentes do setor, os quais lhe proporcionaram orientações e condições para, com transparência e autonomia, executar os seus planos de trabalho. Estas são premissas básicas para o funcionamento adequado do novo modelo, no que tange ao ONS, caracterizando-se como pré-requisitos indispensáveis para que possa cumprir com as responsabilidades que lhe foram atribuídas por Lei. Uma instituição sem interesses comerciais, sem "*parti pris*", buscando sempre a eqüidade no tratamento dos agentes, respeitando seus interesses, mas assegurando primordialmente o interesse coletivo.

Porém, deve-se ressaltar que o trabalho do Operador Nacional por si só não garante o atendimento à crescente demanda pelo insumo eletroenergético. A otimização na operação tem de estar vinculada à existência da função de planejamento, que veja em um horizonte de longo prazo as necessidades de expansão da oferta, e os investimentos na diversificação da matriz energética, onde cabe destaque à ampliação da base térmica e à implantação de um mercado secundário de gás natural, que garanta a flexibilidade do uso conjugado dessas fontes com a base hidrelétrica; daí a importância da atuação do CNPE e MME/CCPE.

Também é importante a consolidação do Mercado Atacadista de Energia – MAE, que garanta as transações comerciais da "energia livre", que cada vez mais estará presente no Setor e cuja viabilização é fundamental.

No entanto, voltando a olhar, como que pelo retrovisor, o ano de 2001, não poderíamos deixar de destacar que o trabalho desenvolvido pelo ONS somente foi possível com o apoio, entusiasmo e empenho de sua equipe técnica, além da colaboração e orientação recebidas do Ministério de Minas e Energia, da ANEEL e dos Agentes associados, através da ação de nossos Conselhos de Administração e Fiscal. Agradecemos a todos, com os quais compartilhamos os resultados alcançados em 2001 e os que ainda alcançaremos nos próximos anos.

Finalizando, não poderia deixar de agradecer aos consumidores de energia elétrica e à sociedade brasileira em geral, que se engajou conscientemente no programa de redução do consumo de eletricidade e foi fator preponderante para a superação da crise, comprovando que tudo é possível quando há comprometimento individual e doação coletiva a uma causa.

MARIO FERNANDO DE MELO SANTOS
PRESIDENTE DO ONS

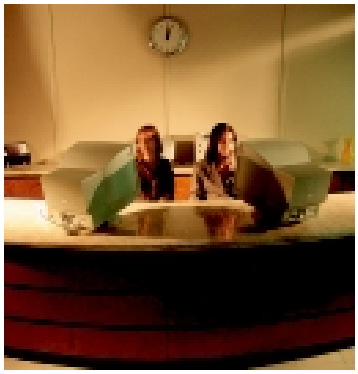
O Operador Nacional do Sistema Elétrico

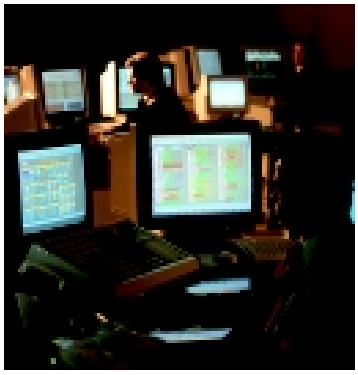
O Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS é uma associação civil de direito privado, sem fins lucrativos, instituído em 1998 pela Lei nº 9.648/98 e pelo Decreto nº 2.655/98, com funcionamento autorizado pela ANEEL, através da Resolução nº 351/98.

O ONS tem como missão executar as atividades de coordenação e controle da operação das instalações de geração e de transmissão da energia elétrica no Sistema Interligado Nacional – SIN, assegurando a qualidade, a confiabilidade e a economicidade do suprimento de energia elétrica a todos os consumidores.

As atribuições do ONS são as seguintes:

- planejamento, programação da operação e despacho centralizado da geração;
- supervisão e coordenação dos Centros de Operação dos sistemas elétricos;
- supervisão e controle da operação dos sistemas eletroenergéticos nacionais e das interligações internacionais;
- contratação e administração dos serviços de transmissão, do acesso à Rede Básica e dos serviços ancilares;
- proposição, à ANEEL, das ampliações e reforços da Rede Básica de Transmissão;
- definição de regras para a operação da Rede Básica de Transmissão.





Com sede em Brasília e escritório central no Rio de Janeiro, o ONS é composto pela Presidência e quatro Diretorias, um Centro Nacional de Operação, localizado em Brasília, quatro Centros Regionais de Operação (Brasília para a Região Norte, Rio de Janeiro para as Regiões Sudeste/Centro-Oeste, Recife para a Região Nordeste e Florianópolis para a Região Sul), além de duas unidades de estudos descentralizadas, localizadas em Recife e em Florianópolis.

Seus associados são as Empresas de Geração, Transmissão, Distribuição, os Importadores e Exportadores de energia elétrica e os Consumidores Livres. O Ministério de Minas e Energia, membro participante, tem poder de veto em questões que conflitem com as diretrizes e políticas governamentais para o setor. Também tomam parte nessa associação os Conselhos de Consumidores.


ONS alerta para crise de energia elétrica no país
Falta de chuvas baixa reservatórios e deixa o setor elétrico em alerta
ONS adverte que reservatórios estão em situação 'preocupante'

O Sistema Interligado Nacional



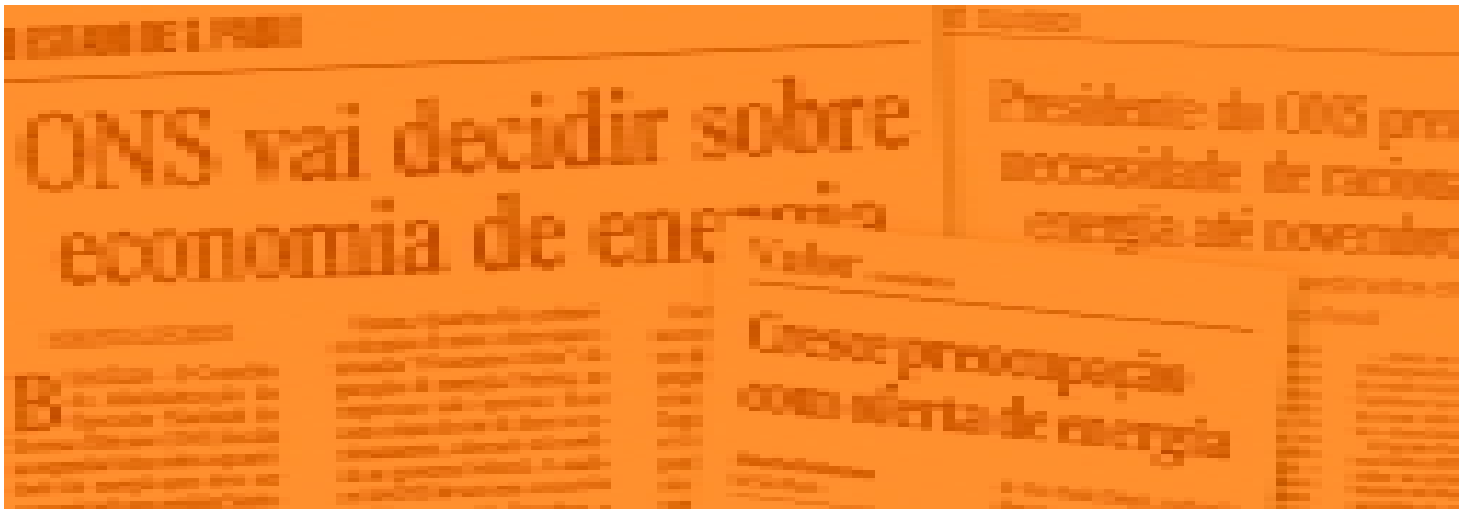
O Sistema Interligado Nacional – SIN, objeto de ação do ONS, atende a aproximadamente 98% do mercado de energia elétrica do Brasil. Tem como principais características um parque gerador, constituído de usinas predominantemente hidrelétricas (cerca de 93% da capacidade instalada), com vários reservatórios de regularização plurianual — diversas delas de diferentes proprietários localizadas em um mesmo rio — e uma extensa rede elétrica que interliga praticamente todo o País.

As centenas de rios perenes e caudalosos distribuem-se por todas as regiões geográficas, que apresentam regimes pluviais diferenciados, não só de região para região, mas também ao longo de um mesmo ano, com períodos bem marcados de chuva e de seca (sazonalidade anual). São catorze as principais bacias hidrográficas brasileiras, onde se situam cerca de 80 reservatórios de usinas hidrelétricas: Rio Amazonas, Doce, Grande, Iguaçu, Jacuí, Paraná, Paranaíba, Paranapanema, Paraíba do Sul, Parnaíba, São Francisco, Tietê, Tocantins e Uruguai. A maioria das bacias hidrográficas, de grande extensão territorial, apresenta diferenças significativas de altura entre a nascente e a foz dos rios. Tais condições topográficas permitiram, no passado, a construção de importantes reservatórios de regularização nas cabeceiras dos principais rios que nascem na região central do País. Dessa forma, o Brasil se beneficia de uma capacidade de regularização plurianual, com estoques de água suficientes para suportar a ocorrência de períodos hidrológicos desfavoráveis.

A transferência de energia dos centros de produção para os centros de consumo se realiza por meio de extensa malha de transmissão que, adicionalmente, permite a otimização dos recursos energéticos das diversas regiões do País.

As usinas térmicas desempenham papel estratégico relevante, pois garantem maior nível de segurança, quando da ocorrência de períodos hidrológicos desfavoráveis, compensando a redução de geração das usinas hidrelétricas. Apresentam como vantagens a possibilidade de serem implantadas nas proximidades dos centros de consumo e de demandarem menor tempo de construção.

Destaque-se também que, quanto maior for a flexibilização posta à disposição para despacho de geração, melhor será a utilização das usinas térmicas para fins sistêmicos. Além disso, essas usinas contribuem significativamente para aumentar a segurança elétrica do sistema e facilitar seu controle de tensão.



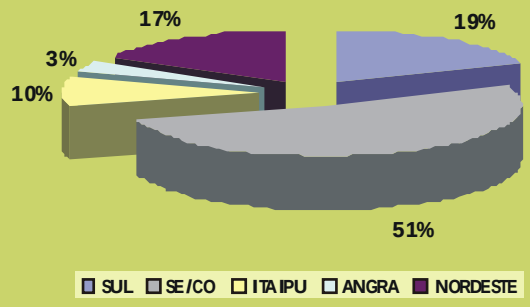
Capacidade instalada de geração

A capacidade de geração instalada no Sistema Interligado Nacional no fim de 2001 totalizou 67.987 MW, representando um acréscimo de 3,4% em relação à capacidade instalada em 2000.

Saliente-se a incorporação de 1.366 MW de capacidade de geração de origem hidráulica e 864 MW de natureza térmica, com destaque para os acréscimos das usinas hidráulicas Itá (290 MW - unidade 5), Porto Primavera (311,6 MW – unidades 9,10 e 11) e Lajeado (180 MW - unidade 1) e das usinas térmicas Eletrobolt (350 MW), Macaé Merchant (315 MW) e Cuiabá (180 MW - unidade 3), bem como para a repotenciação de 10 unidades da Usina de Porto Primavera (92 MW).

O gráfico e a tabela a seguir apresentam a natureza e a regionalização da capacidade instalada de geração no SIN.

Capacidade Instalada de Geração do SIN (MW) - 2001



Região	Hidro	Conv.	Térmicas Nuclear	Total	Total
Sudeste/ Centro-Oeste*	36.372	2.594	1.966	4.560	40.932
Sul	9.859	2.227		2.227	12.086
Nordeste	10.297	206		206	10.503
Norte	4.466				4.466
Sistema	60.994	5.027	1.966	6.993	67.987

* Inclui 50% da capacidade instalada da UHE Itaipu, correspondente à parcela do Brasil

Rede Básica de transmissão

A Rede Básica de transmissão, objeto de ação do ONS, é constituída pelas linhas de transmissão que operam em tensão igual ou superior a 230 kV, juntamente com as subestações em que há barramentos operando também nessas tensões. Essa rede, que interliga as diversas regiões do País, vem se revestindo, cada vez mais, de uma importância sistêmica de âmbito nacional.

A extensão da Rede Básica de transmissão, em dezembro de 2001, era de 70.033 km de linhas, o que representa um acréscimo de 999 km, (1,5%) em relação ao mesmo período do ano 2000. A capacidade de transformação para tensões acima de 230 kV era, em 2001, de 159.807 MVA, o que representa um crescimento de 5.916 MVA (3,8%), em relação a essa mesma capacidade no ano de 2000.

As tabelas a seguir apresentam dados da evolução do sistema de transmissão e da capacidade de transformação da Rede Básica nos anos de 2000 e 2001.

Extensão de Linhas de Transmissão da Rede Básica (km)

Tensão (kV)	2000	2001
230	32.451	32.537
345	9.023	9.023
440	6.163	6.668
500	17.406	17.510
600 cc*	1.612	1.612
750	2.379	2.683
TOTAL	69.034	70.033

* corrente contínua

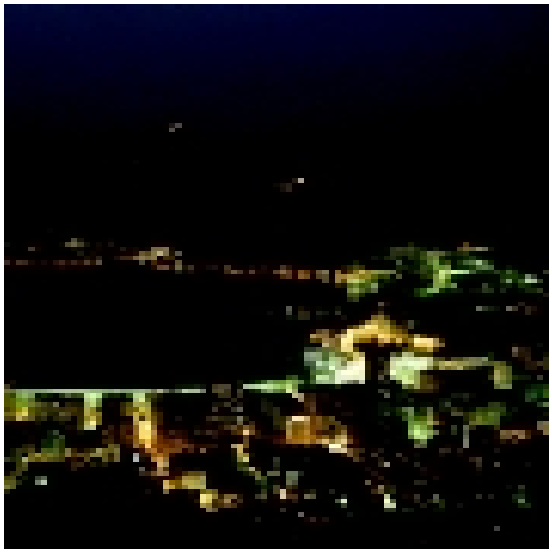
Capacidade de Transformação da Rede Básica por Região (MVA)

Região	2000	2001
Sudeste/Centro-Oeste	103.253	105.571
Sul	23.265	24.786
Norte	8.244	9.954
Nordeste	19.129	19.496
TOTAL	153.891	159.807

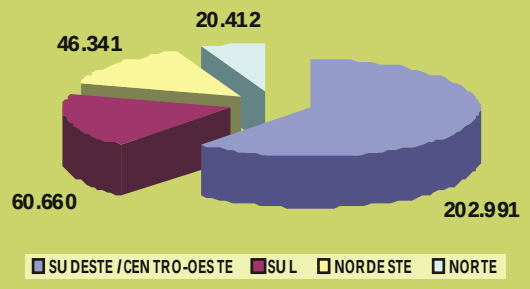
Carga de energia

A carga de energia do SIN — que corresponde a toda energia consumida nesse Sistema, inclusive as perdas técnicas e comerciais — totalizou 330.404 GWh, em 2001, ou seja, foi 8,3% inferior à do ano de 2000. Essa redução deveu-se ao racionamento de energia no período de junho a dezembro, adotado em função da crise energética, sobretudo nas regiões Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste.

A figura e a tabela a seguir apresentam a carga de energia por região, nos anos de 2000 e 2001, e as respectivas taxas de crescimento em percentual.



Carga de Energia do SIN (GWh) - 2001



Região	2000	2001	Var. % 01/00
Sudeste/ Centro-Oeste	227.046	202.991	-10,6
Sul	59.635	60.660	1,7
Nordeste	51.638	46.341	-10,3
Norte	21.844	20.412	-6,6
Sistema	360.169	330.404	-8,3

Carga de demanda

A carga de demanda verificada no SIN — que representa a potência máxima integralizada em base horária no período de ponta de carga em MWh/h — foi, no ano de 2001, de 55.099 MWh/h, portanto, superior em 1,4% a do ano de 2000. Saliente-se que essa demanda ocorreu, de forma atípica, no mês de abril de 2001, pois no período em que usualmente ocorre, junho a agosto, já havia sido implantado o programa de racionamento de energia.

A tabela a seguir apresenta a carga de demanda do SIN por região, para os anos de 2000 e 2001, bem como a taxa de variação entre esses dois anos.

Carga de Demanda do SIN (MWh/h)

Região	2000	2001	Var. 01/00
Sudeste/ Centro-Oeste	34.929 27/06 às 19h	35.776 24/04 às 19h	2,42
Sul	9.751 15/06 às 19h	10.059 21/03 às 20h	3,16
Nordeste	7.932 02/12 às 20h	7.745 17/02 às 21h	-2,36
Norte	2.918 20/09 às 22h	2.881 12/05 às 20h	-1,27
Sistema	54.335 15/06 às 19h	55.099 24/04 às 19h	1,41

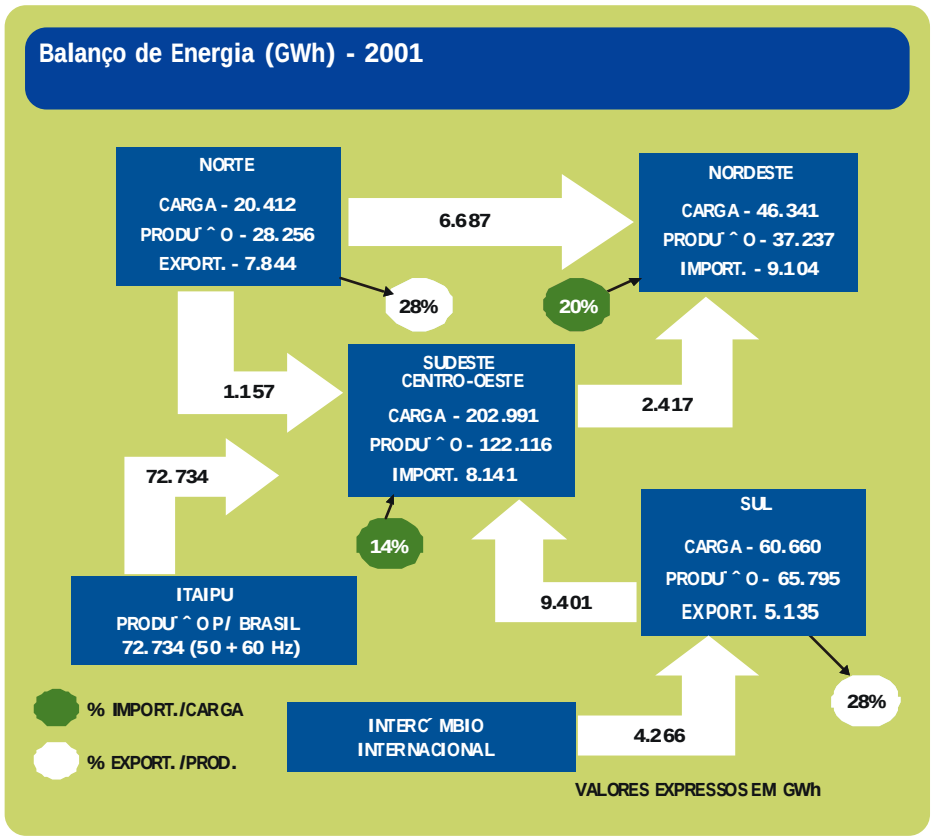
Balanço global de energia do SIN

A figura a seguir apresenta o balanço de energia do SIN, em GWh, para o ano 2001, indicando, por região, a carga de energia; a geração total; os valores de intercâmbio inter-regionais; a parcela da geração da UHE Itaipu para o Brasil; e os intercâmbios de energia internacionais.

Merece destaque o papel fundamental dos intercâmbios de energia elétrica inter-regionais no atendimento ao sistema interligado, refletindo a importância da integração eletroenergética e a ação de coordenação efetuada pelo ONS em busca da plena otimização dos recursos energéticos do País.

Durante o ano de 2001, como se observa na figura, verificou-se significativa contribuição da região Norte para as regiões Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste, através da exportação de 7.844 MWmed, correspondentes a 28% de sua produção total. A região Sul, por sua vez, contribuiu com 14% de sua produção para o suprimento da região Sudeste/Centro-Oeste.

Ressalte-se, ainda, a importância da integração do nosso Sistema aos dos países latino-americanos vizinhos, em especial com a Argentina através da interligação Garabi-Rincón.



A crise de energia elétrica



O desenrolar da crise e as ações do ONS

Ao longo de 2001, o ONS enfrentou o desafio da gestão dos recursos eletroenergéticos em um período de escassez, sempre pautado pelo cuidado em reduzir os impactos da crise para a sociedade. Nesse contexto atípico, o Operador manteve a otimização do despacho hidrotérmico, harmonizando-a com a segurança operativa da rede de transmissão e buscando garantir a confiabilidade e a continuidade do suprimento no SIN.

A experiência comprovou que gerenciar o suprimento de energia elétrica em um sistema de base predominantemente hidrelétrica é um processo complexo, sobretudo porque a evolução dos níveis de armazenamento dos reservatórios do Sistema nos últimos anos conduziu à perda da sua capacidade de regularização plurianual, em decorrência de condições hidrológicas críticas, especialmente na região Nordeste, e de atrasos nos cronogramas de implantação dos empreendimentos de geração e transmissão em todo o SIN.

As análises realizadas pelo ONS, no início de 2001, apontavam grandes dificuldades para o suprimento de energia elétrica nas regiões Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste em função da perda da capacidade de regularização plurianual, bem como da diminuição, em 2001, das afluências. O armazenamento nos reservatórios dessas regiões chegou a cerca de 30% da capacidade máxima. A partir dessas avaliações, o ONS informou o Poder Concedente da gravidade da situação e da necessidade de serem aplicadas medidas de restrição de carga nessas regiões. Indicou também que as regiões Sul e Norte não necessitavam de medidas imediatas dessa natureza. Entretanto, para se preservar o princípio da eqüidade, essas regiões deveriam ser incluídas no plano de contingenciamento de carga, a partir do momento em que suas capacidades de transmissão inter-regionais não estivessem sendo completamente exploradas.

Em função de tal situação, o Governo Federal criou a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica – GCE e implantou o Programa de Racionamento de Energia nas regiões Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste (Medidas Provisórias nº 2.147, de 15/05/2001, e nº 2.198, de 27/08/2001). Desde então, o Operador Nacional participou de forma ativa da GCE. Esteve presente às reuniões semanais de trabalho, propondo metodologias, realizando estudos especiais, executando simulações energéticas e apresentando dados operacionais do sistema.

As diretrizes emanadas da GCE vieram ao encontro dos valores próprios do Operador: a transparência esteve presente em todo o processo de comunicação institucional. Além disso, a sintonia entre as instituições refletiu-se na uniformidade das informações fornecidas à mídia. Foi possível atender com presteza e exatidão à crescente e nova demanda por informação, o que contribuiu para o engajamento indispensável da sociedade no programa de racionamento de energia.

Ao mesmo tempo em que se adaptava às demandas da sociedade por informações, o ONS centrava-se na solução dos problemas de suprimento. Seguindo diretrizes e propostas técnicas do Operador, o Programa de Racionamento foi aplicado, em junho, a todas as classes de consumo, observando-se critérios diferenciados definidos pela GCE, de forma a reduzir ao máximo os impactos na sociedade e na economia. Naquele momento inicial, estabelecia-se como objetivo a redução de 20% em relação aos valores verificados no período de maio/junho/julho de 2000, no consumo global de energia nas regiões Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste.





A partir de agosto, verificou-se uma redução da capacidade de geração da UHE Tucuruí, no estado do Pará, em razão da ocorrência de afluências abaixo da média histórica na bacia do rio Tocantins. Em decorrência desse fato, não foi possível manter o intercâmbio máximo de energia da região Norte para as regiões Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste e, ao mesmo tempo, atender ao mercado daquela região. Isso levou o ONS a recomendar que a região Norte fosse incluída no contingenciamento de carga.

Essa decisão foi tomada em reunião do Presidente da República com os governadores da Região Norte, ocasião em que o ONS teve papel fundamental na definição das bases técnicas necessárias à implementação do programa.

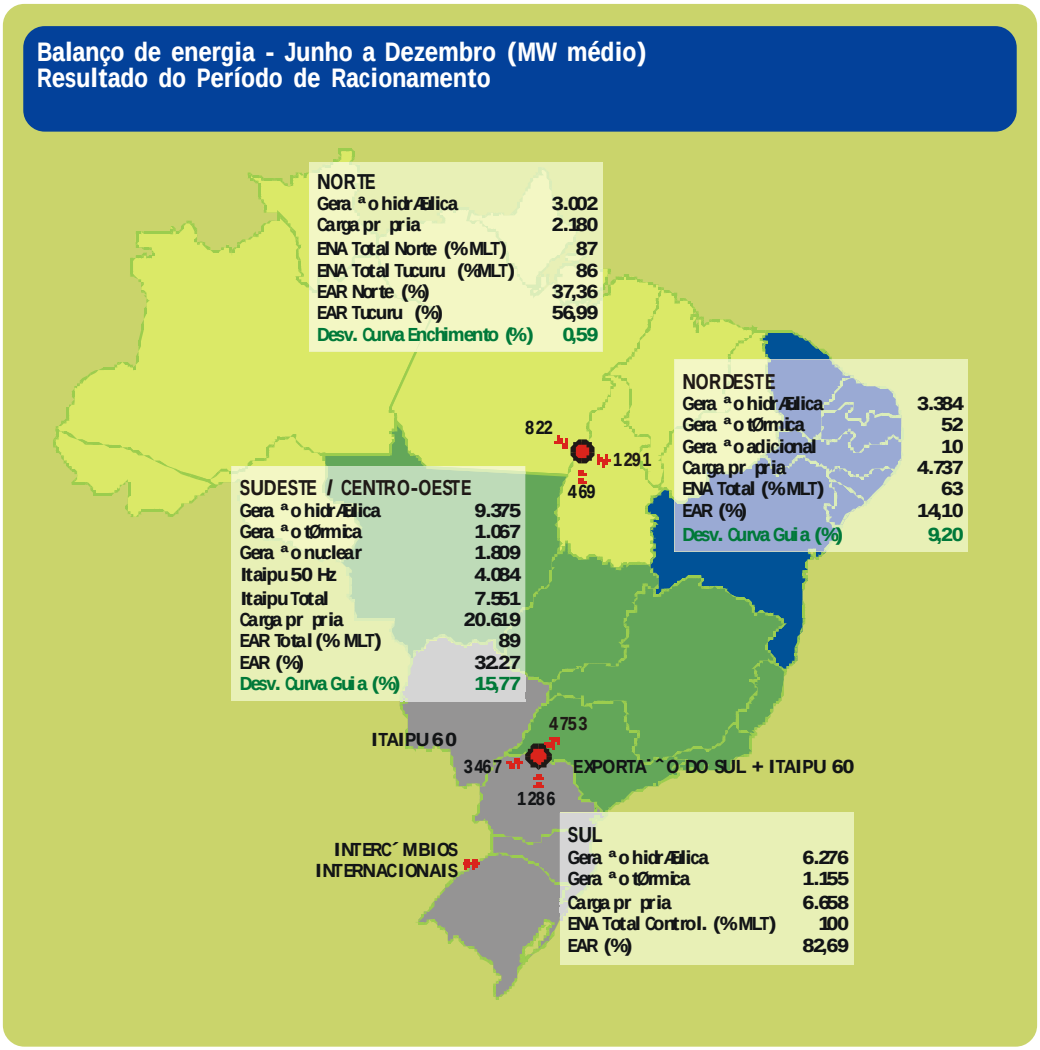
Com o apoio do Governo às indicações do ONS e após entendimentos com os governadores da região, a GCE decidiu incluir a região Norte no programa de racionamento, o que foi feito a partir de 15 de agosto para os consumidores industriais e de 22 de agosto para as demais classes de consumo. O percentual foi de 20% em relação à média dos meses de julho, agosto e setembro de 2000, e a meta era manter um intercâmbio mínimo de 800MWmed para o sistema da região Nordeste.

No contexto de uma crise de dimensões sem precedentes no país, cabe ressaltar que a região Sul — em virtude não só das condições hidrológicas favoráveis e da entrada em operação das usinas de Itá e de Dona Francisca, mas também da interligação Brasil/Argentina — permaneceu durante todo o ano de 2001 com excedentes energéticos, atendendo plenamente a seu requisito de energia e contribuindo ainda para a recuperação dos reservatórios das regiões Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste. Embora as restrições existentes de transmissão tenham impossibilitado a transferência máxima de energia dessa região para a região Sudeste/Centro-Oeste, a profunda conscientização dos governos locais, juntamente com o esforço conjunto da população, resultou numa racionalização do uso da energia da ordem de 7% em relação às previsões para o ano.

Balanço de energia no período do racionamento

O quadro a seguir apresenta um resumo do balanço de energia do SIN durante o racionamento em 2001. Mostra, para a região Sudeste/Centro-Oeste, a importância da integração energética e da geração termelétrica. Em relação à região Nordeste, pode-se observar o peso hegemônico da geração hidrelétrica, ou seja, o quanto essa região depende da hidrologia. Apresenta também a importância da integração energética para a região Nordeste, integração essa que se faz através da importação de energia da região Norte e da região Sudeste. Aliás, em determinados meses do ano, a região Sudeste auxiliou a região Nordeste, onde se fez necessária a adoção de procedimentos operativos especiais, como a paralisação das usinas de Apolônio Sales e Paulo Afonso I, II e III, para maximizar a produtividade da geração hidráulica no rio São Francisco, que enfrentava a pior seca de sua história.

Para manter, na região Nordeste, a meta de redução de 20% da carga, fez-se necessário ampliar o limite de importação de energia da região Norte para aquela região, passando esse limite de 1.000 MWmed para 1.300 MWmed. A obtenção de tais metas, em que se equilibram decisões e riscos são eloqüentes exemplos da importância da gestão integrada coordenada pelo ONS.



Balanço de energia - Junho a Dezembro (MW médio)
Resultado do Período de Racionamento

NORTE INTERLIGADO	%
Redução do consumo de 15/08 a 31/12, em relação à referência (jun/ago/set 2000)	19,0
Redução de consumo de agosto a dezembro em relação a 2000	18,3

NORDESTE	%
Redução do consumo de junho a dezembro, em relação à referência (mai/jun/jul 2000)	16,4
Redução de consumo de junho a dezembro em relação a 2000	20,2

SUDESTE	%
Redução do consumo de junho a dezembro, em relação à referência (mai/jun/jul 2000)	18,2
Redução de consumo de junho a dezembro em relação a 2000	21,1

SUL	%
Redução de consumo de junho a dezembro em relação a 2000	2,0

Comportamento hidrológico

Na região Sudeste/Centro-Oeste, houve significativa diversidade na distribuição espacial das afluências ao longo do ano: nas bacias dos rios Grande e Paranaíba — que concentram cerca de 68% da capacidade de armazenamento do SIN — as afluências chegaram a atingir, nas cabeceiras dos mesmos, valores da ordem de 30% e 41% da média histórica, respectivamente. Nas bacias dos rios Tietê, Paranapanema e Paraná, onde se localizam usinas com reservatórios de regularização de pequeno porte e, conseqüentemente, com pouca influência no armazenamento total do sistema, as afluências estiveram próximas da média histórica de longo termo.

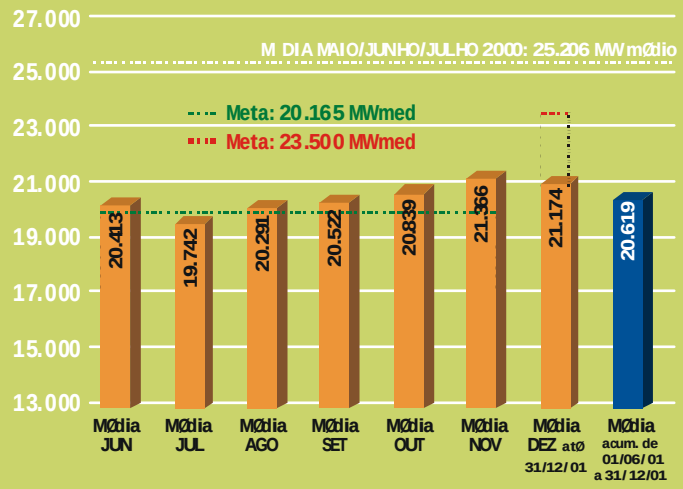
Na região Nordeste, a situação foi ainda mais crítica: em 2001, registraram-se, como já se viu, as piores vazões de todo o histórico do rio São Francisco, correspondendo a 52% da média dos últimos 70 anos. Também a seqüência de vazões naturais ao reservatório da usina hidrelétrica de Sobradinho, no período 1998/2001, foi a mais crítica do histórico de vazões observadas.

Comportamento da carga

Foram atividades essenciais a previsão e a consolidação da carga das concessionárias ao longo do racionamento. Dependeram da experiência dos técnicos nos ajustes dos modelos de previsão, uma vez que o comportamento do consumo mudou totalmente nesse período. Foram fundamentais nesse processo a articulação com os agentes e o total engajamento destes no sentido de adotar uma sistemática para acompanhar o comportamento da carga e disponibilizar, com rapidez, as informações pertinentes.

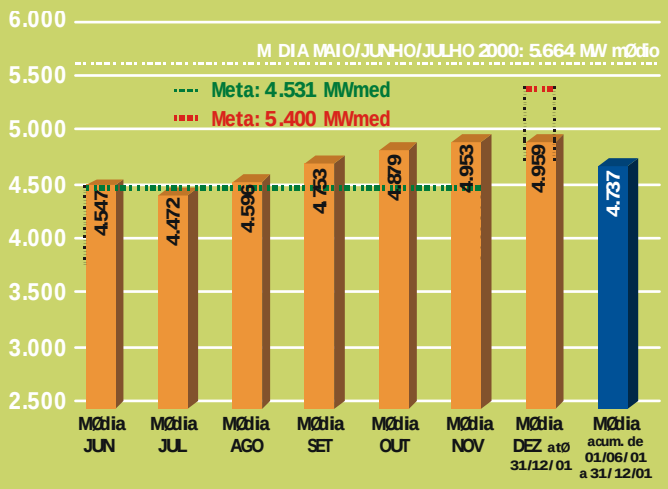
Os gráficos a seguir apresentam os valores verificados de redução de carga própria de energia no período de junho a dezembro de 2001. Nas regiões Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste, foi de 18,2% e 16,4%, respectivamente, a redução do consumo em relação à média de maio, junho e julho de 2000, utilizada para estabelecimento da meta de redução de 20%. Na região Norte, de agosto a dezembro, a redução foi de 19,0 % em relação à referência (julho a setembro de 2000).

Redução de Carga Própria de Energia - REGIÃO SUDESTE/CENTRO-OESTE



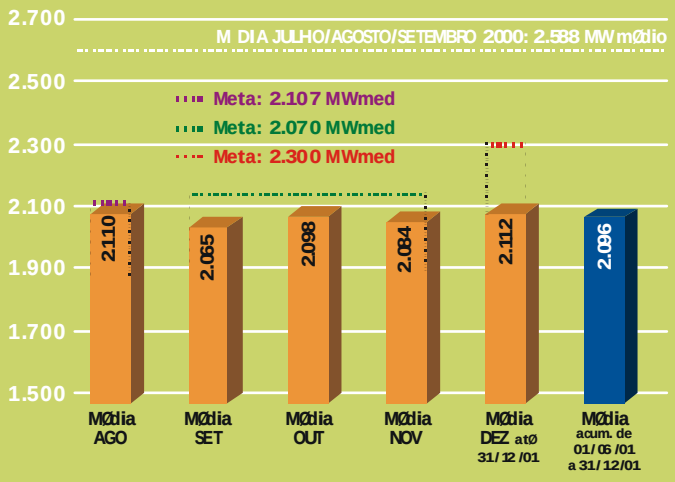
REDUÇÃO DO CONSUMO EM RELAÇÃO À REFERÊNCIA DE 25.206 MW médio								Variação em relação à meta de 23.500 MWmed
JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	Acum. Jun/Dez	DEZ
19%	21,7%	19,5%	18,6%	17,3%	15,2%	16,0%	18,2%	9,9%

Redução de Carga Própria de Energia . REGIÃO NORDESTE



REDUÇÃO DO CONSUMO EM RELAÇÃO À REFERÊNCIA DE 5.664 MW médio								Variação em relação à meta de 5.400 MWmed
JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	Acum. Jun/Dez	DEZ
20%	21,0%	18,9%	16,1%	13,9%	12,6%	12,4%	16,4%	8,2%

Redução de Carga Própria de Energia . REGIÃO NORTE



REDUÇÃO DO CONSUMO EM RELAÇÃO À REFERÊNCIA DE 2.588 MW médio						Variação em relação à meta de 2.300 MWmed
AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	Acum. Jun/Dez	DEZ
18,5%	20,2%	18,9%	19,5%	18,4%	19,0%	8,2%

Instrumentos de apoio à gestão da crise

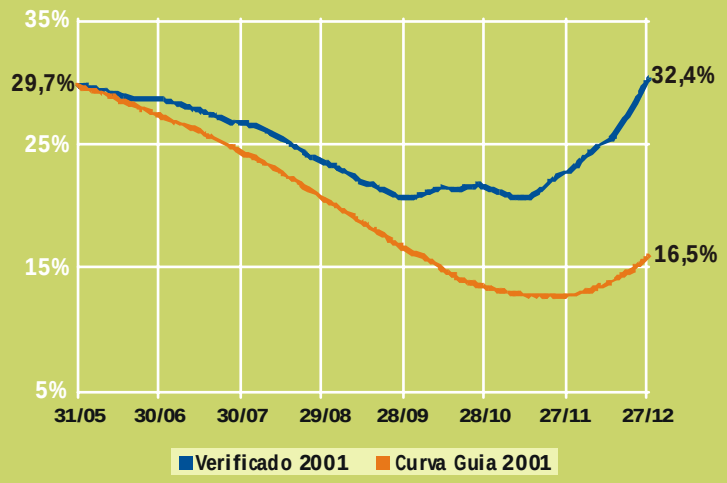
Para subsidiar a GCE na condução do racionamento, foram criadas as curvas guia, instrumento para acompanhar a evolução do nível dos reservatórios e para a tomada de decisões operativas que garantissem um nível mínimo de segurança e um controle adequado do racionamento. Os produtos dos estudos e análises efetuados pelo ONS com esse objetivo estão condensados em mais de uma centena de Relatórios e Notas Técnicas enviados aos agentes e órgãos governamentais e colocados à disposição da sociedade através do *site* do Operador.

Os gráficos a seguir apresentam a evolução do armazenamento dos reservatórios equivalentes das regiões Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste, expressos em percentual da máxima capacidade de armazenamento. Neles, pode ser observada a recuperação dos níveis dos armazenamentos em relação às curvas guia durante o segundo semestre de 2001. Na região Sudeste/Centro-Oeste, até setembro, ainda era preocupante a reduzida folga de armazenamento em relação à curva guia. Com a estação chuvosa, no entanto, o armazenamento alcançou 32,4%, ficando 15,7% acima da curva guia de segurança correspondente. Na região Nordeste, as margens em relação à curva guia permaneceram críticas até meados de novembro, quando se iniciou o processo de reversão do comportamento hidrológico que permitiu que se chegasse ao final do ano com 14,3% do armazenamento máximo, ou seja, com 9,4% acima da curva guia da região.

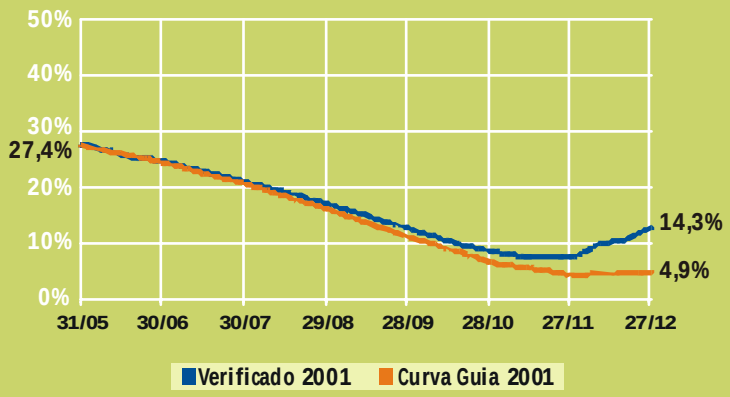


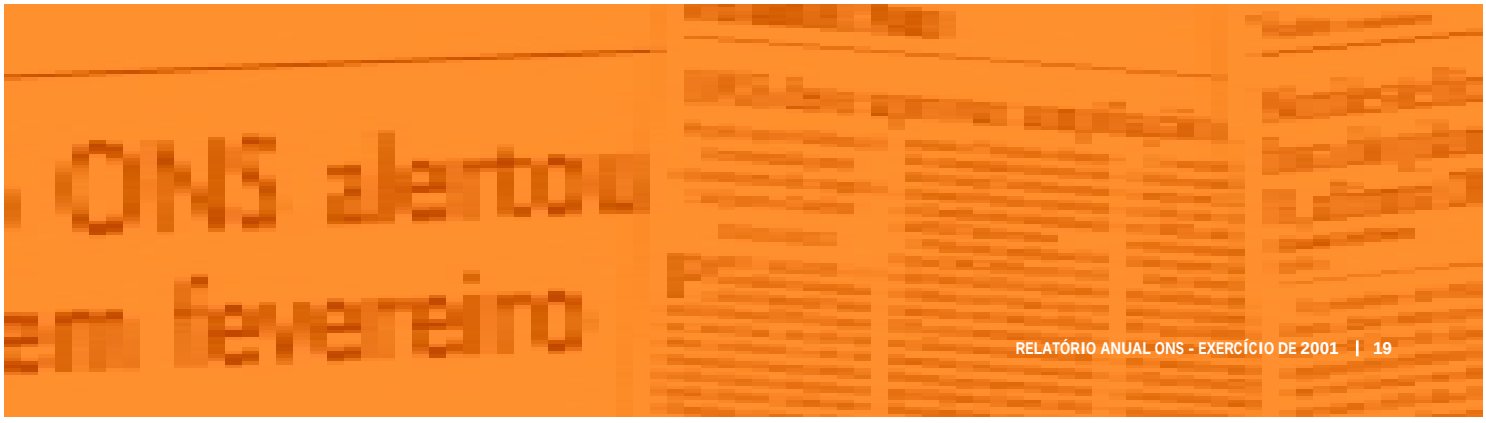


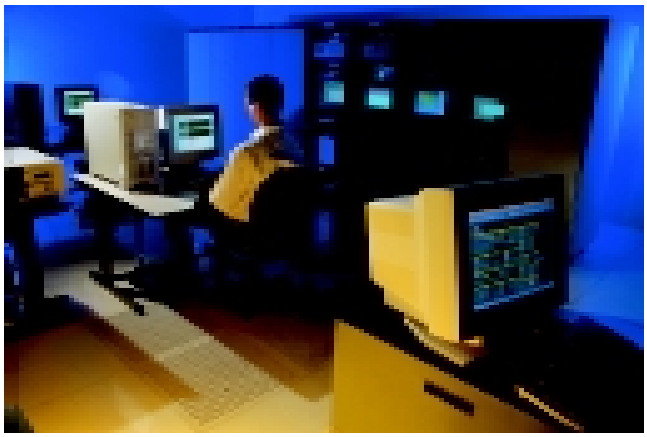
Evolução do Armazenamento dos Reservatórios - REGIÃO SUDESTE/CENTRO-OESTE



Evolução do Armazenamento dos Reservatórios - REGIÃO NORDESTE







Várias outras ações empreendidas pelo Operador Nacional, ao longo do ano, contribuíram para aprimorar os instrumentos de gestão do sistema e reduzir o impacto do racionamento no atendimento eletroenergético:

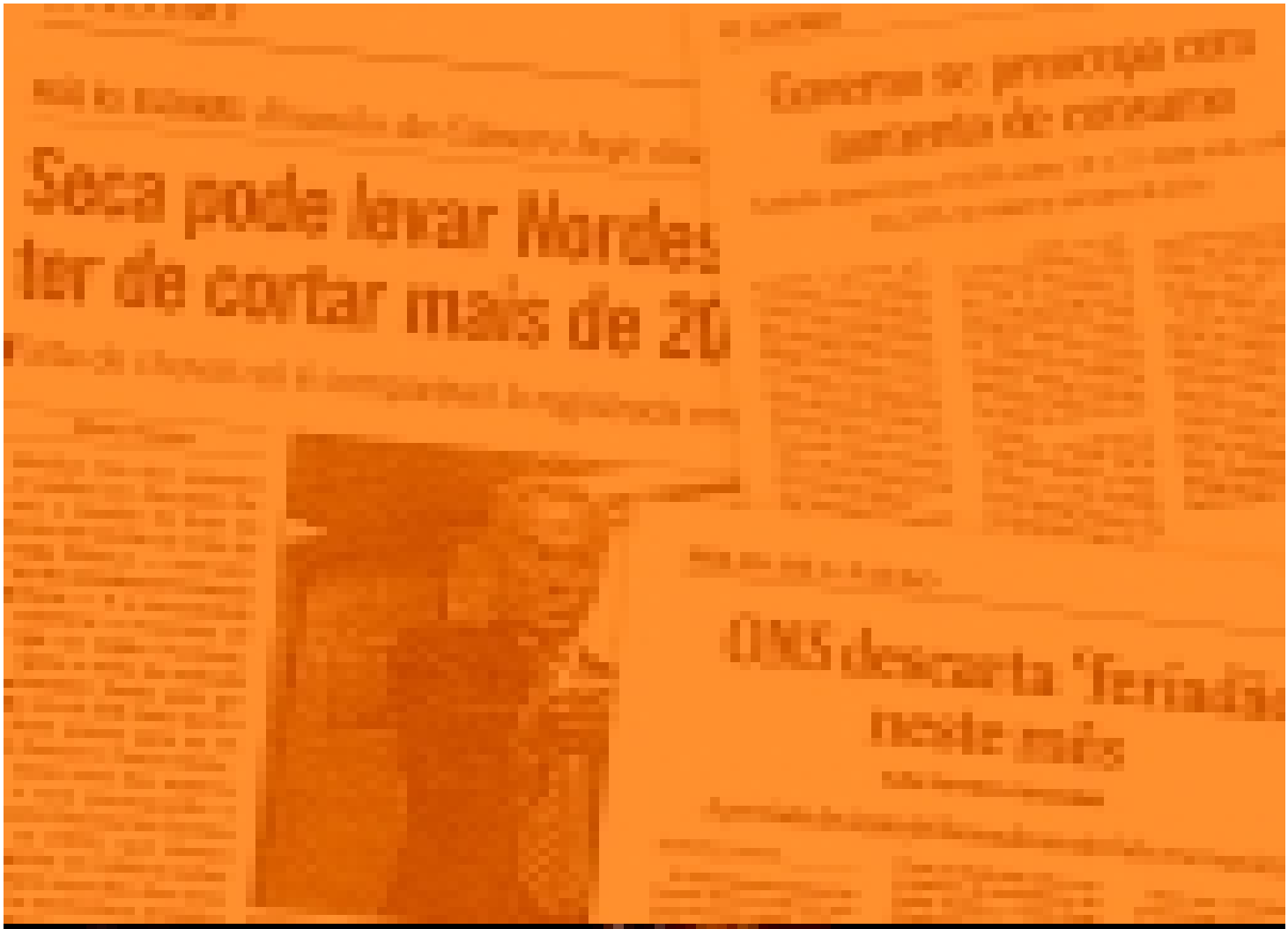
- Em setembro de 2001, visando elevar a qualidade das previsões hidrometeorológicas, foi instalado no ONS o sistema de informações meteorológicas, com as mais variadas fontes de informações: imagens de satélite, dados meteorológicos, modelos de previsão do tempo e de precipitação. Isso permitiu o processamento dessas informações de forma adequada para que se realizassem previsões a respeito da precipitação e do tempo nas bacias hidrográficas de interesse do SIN, garantindo maior confiabilidade aos estudos desenvolvidos durante o período do racionamento.

- O ONS preparou, em julho, um diagnóstico das necessidades energéticas, considerando as adições de oferta já previstas e programadas pelo Ministério de Minas e Energia e pela ANEEL. Foi também responsável pelo cálculo das metas de contratação das usinas térmicas emergenciais para as regiões Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste, sempre em conformidade com as premissas de segurança definidas pela GCE.

- Foram realizados estudos para determinar limites de transmissão entre áreas e regiões e definir estratégias especiais de operação. Buscava-se, assim, melhor utilização dos recursos energéticos disponíveis nas usinas para a produção de energia elétrica em todo o SIN, aproveitando, para tanto, a complementaridade entre os regimes hidrológicos das bacias, a partir de sua sazonalidade, sempre zelando pela segurança operativa do sistema e de seus diversos componentes. Esses estudos foram objeto de contínuas reavaliações ao longo do período do racionamento.

- Diante da escassez de recursos hidráulicos, com o objetivo de aumentar a produtividade das unidades geradoras, foi reavaliado com a participação dos agentes de geração o despacho ótimo por unidade. O propósito era minimizar o consumo de água e manter a produção de energia necessária ao atendimento da carga, atentando-se, porém, para a preservação da segurança operativa do SIN. Tal procedimento propiciou, ao longo do período, um ganho energético adicional estimado da ordem de 200 MW médios.

Todos esses esforços foram recompensados pelos resultados alcançados na gestão da crise de energia elétrica. O excepcional engajamento da sociedade na economia do consumo de energia foi uma lição de civismo dada pelo povo brasileiro. A capacidade de resposta e articulação demonstrada pela GCE, além da gestão conjuntural da crise, produziu medidas que permitirão aperfeiçoar a reestruturação institucional do setor elétrico e o funcionamento do mercado de energia.


Seca pode levar Nordes
ter de cortar mais de 20
ONS descarta 'feriadão
neste mês



A comunicação em meio à crise

O processo de comunicação do ONS desenvolveu-se simultaneamente em duas frentes distintas: junto a agentes associados e entidades do Poder Concedente, como a Agência Nacional de Energia Elétrica e o Ministério de Minas e Energia, e junto a órgãos da mídia. No primeiro caso, as informações eram passadas nas reuniões regulares de trabalho e por meio dos instrumentos institucionais de divulgação. No segundo, o Operador disponibilizava para a mídia, através de entrevistas, *releases* e colaboração em matérias, as informações para a sociedade, sempre alertando para o quadro que então se configurava.

De fevereiro a abril de 2001, a imprensa noticiou amplamente a crise e as medidas tomadas no sentido de encontrar soluções que não onerassem demasiadamente a sociedade. Manchetes como "Cresce preocupação com oferta de energia" (14/2) e "ONS alerta para crise de energia elétrica no País" (13/4) encabeçavam matérias que, como outras tantas, refletiam a atuação constante e competente do Operador, tanto no que tange ao aspecto técnico da questão — previsão de riscos, análise da situação em cenários diversos, definição de medidas corretivas e preventivas de médio e curto prazos — quanto no que concerne ao respeito desse Órgão pela sociedade, que recebeu, durante toda a crise, informações sobre a situação e sobre as ações empreendidas. Durante todo o período de racionamento de energia, a clareza e a transparência de informações passaram a ser preocupações constantes do ONS.

A comunicação colocava-se, portanto, para o Operador como um novo desafio: era preciso fazê-la para toda a sociedade, o que requeria clareza e uso de linguagem voltada para um público não-especializado. Questões de natureza técnica e extremamente complexas deveriam ser explicitadas de maneira a serem entendidas por todo e qualquer cidadão. A reportagem "ONS defende medidas urgentes para conter déficit hidrelétrico" (11/4) é um bom exemplo desse bem-sucedido esforço: traz informação clara, livre do jargão técnico, mas que contém a rigorosa expressão da verdade constatada pelos técnicos do Operador.

A partir de uma reportagem num grande jornal – "ONS, a nova bíblia do mercado financeiro" (31/5) –, entidades financeiras e empresas interessadas em investir no país foram alertadas para a importância de consultarem o *site* do Operador. De fato, houve expressivo crescimento do número de consultas ao *site* do ONS, o que levou ao seu aprimoramento, com a inclusão de dados sobre níveis de reservatórios, curvas guia, consumo de energia, resultados concretos do racionamento, entre outros. A imprensa passou a usar as informações ali contidas como referência para a produção de suas matérias. Intensificou-se o trabalho de transferência de informações e de esclarecimento de dúvidas.







Nos meses subseqüentes, em meio à administração da crise, a empresa continuou buscando tornar as questões relacionadas ao racionamento acessíveis ao conjunto da sociedade brasileira. O esforço de comunicação foi recompensado: o ONS tornou-se referência nacional e algumas expressões do setor elétrico entraram para o vocabulário cotidiano da população brasileira. A imprensa passou a publicar os gráficos e tabelas do ONS sobre o nível dos reservatórios, os *sites* dos jornais mais importantes do País compunham seus infográficos a partir de dados colhidos no *site* do Operador.

Em agosto, as informações mais constantemente demandadas pela mídia foram formatadas e concentradas pelo ONS no *hot site* "De olho na energia". A maior velocidade obtida no atendimento a essas demandas foi muito importante para o aprofundamento das explicações técnicas. A transparência do trabalho de comunicação corporativa e de relações com a mídia teve imediato reflexo no crescimento da credibilidade do Operador perante a população.

Textos relativos à carga e aos níveis de reservatórios, como a matéria "Energia: economia abaixo da meta" (23/8), eram publicados diariamente na grande imprensa. De fato, durante todo o período de racionamento, o ONS expôs à sociedade as medidas de planejamento e programação da operação que iam sendo tomadas para fazer frente ao comportamento hidrológico adverso nas regiões Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste. O cidadão se inteirou de fatores determinantes da crise — tais como as características de sazonalidade de nossas bacias hidrográficas, a correlação entre elas — e também das medidas tomadas pelo Operador para seu enfrentamento, que exigiam complexas decisões visando a manter o delicado equilíbrio no gerenciamento da oferta de energia elétrica no sistema interligado. Diariamente eram disponibilizadas informações em relação aos valores verificados; semanalmente, quanto às perspectivas de curto e médio prazos; e, mês a mês, sobre o consumo em cada região.

Em que pese o considerável aumento, para o ONS, de responsabilidade e de carga de trabalho, a crise de energia se constituiu numa excelente oportunidade para comprovar à sociedade que, pelas características do sistema energético brasileiro, a operação integrada é não apenas necessária, mas imprescindível em situação de escassez, quando é imperativo otimizar todos os recursos e utilizar a rede de transmissão, com seus intercâmbios inter-regionais, para equalizar as condições de suprimento nas diferentes regiões do País. A crise trouxe ainda a oportunidade de reafirmar a excelência dos recursos humanos e tecnológicos do ONS que, postos à dura prova, responderam a todos os desafios.

Plano de ação do ONS

No processo de planejamento estratégico, o ONS elabora anualmente para um horizonte de três anos o seu Plano de Ação, documento que atende a requisito legal estabelecido na Resolução ANEEL nº 351/98 e apresenta toda a carteira de projetos que serão desenvolvidos pelo Operador, consubstanciando o seu orçamento de investimento e de despesa.

O Plano de Ação segue uma lógica de elaboração que se inicia pela identificação dos condicionantes que irão impactar as ações a serem desenvolvidas pelo Operador no período. No ciclo 2001-2003, dois condicionantes foram identificados a partir de uma visão prospectiva do ambiente no qual o ONS está inserido:

- a expansão acelerada e o aumento da complexidade do SIN; e

- a diversificação e a intensificação das relações institucionais.

O primeiro condicionante se relaciona à expansão que deverá ocorrer no SIN no período considerado, no que diz respeito tanto às instalações de geração, quanto às de transmissão. Destaca-se aí a implantação de interligações inter-regionais e internacionais para fortalecer o sistema elétrico e otimizar a utilização dos recursos energéticos do país. Tal expansão exigirá do ONS aumento significativo, em magnitude e complexidade, de suas atribuições, o que de certo implicará a adoção de novas tecnologias e das mais modernas ferramentas para garantir a operação eletroenergética dentro dos padrões de segurança, confiabilidade e qualidade desejados.







O segundo condicionante trata das mudanças significativas no relacionamento institucional do Operador diante do número e da complexidade das interações com os agentes e com outras entidades no âmbito do Setor Elétrico Brasileiro – SEB. Essa complexidade será conseqüência da integração de uma grande quantidade de agentes de geração e transmissão, do acréscimo considerável do número de transações relativas aos encargos do uso do sistema de transmissão, bem como das exigências, cada vez maiores, do mercado em relação à qualidade da energia elétrica fornecida.

Em seqüência à identificação dos condicionantes são formulados os desafios que deverão ser enfrentados pelo Operador. No Plano de Ação do ciclo 2001-2003, foram formulados cinco desafios:

- assegurar o atendimento eletroenergético otimizado num contexto de expansão acelerada, de aumento da complexidade do SIN e de transição institucional;
- ampliar e intensificar as relações com os agentes, fortalecendo sua participação e considerando sempre sua natureza diversificada;
- aprimorar e ampliar as relações institucionais do ONS, estabelecendo processos adequados e interação, sempre considerando as mudanças significativas do SIN, a transição e consolidação do modelo do SEB e seus novos interlocutores;
- conduzir o desenvolvimento técnico e organizacional do ONS dentro dos atributos e na intensidade exigidos pela evolução do sistema eletroenergético, tendo em vista o pleno funcionamento do novo modelo do SEB;
- apoiar as instituições do SEB no processo de finalização da transição e de início de consolidação do modelo setorial.

Para enfrentar cada um dos desafios formulados, o ONS estabeleceu um conjunto de diretrizes no intuito, principalmente, de garantir o adequado atendimento eletroenergético no período.

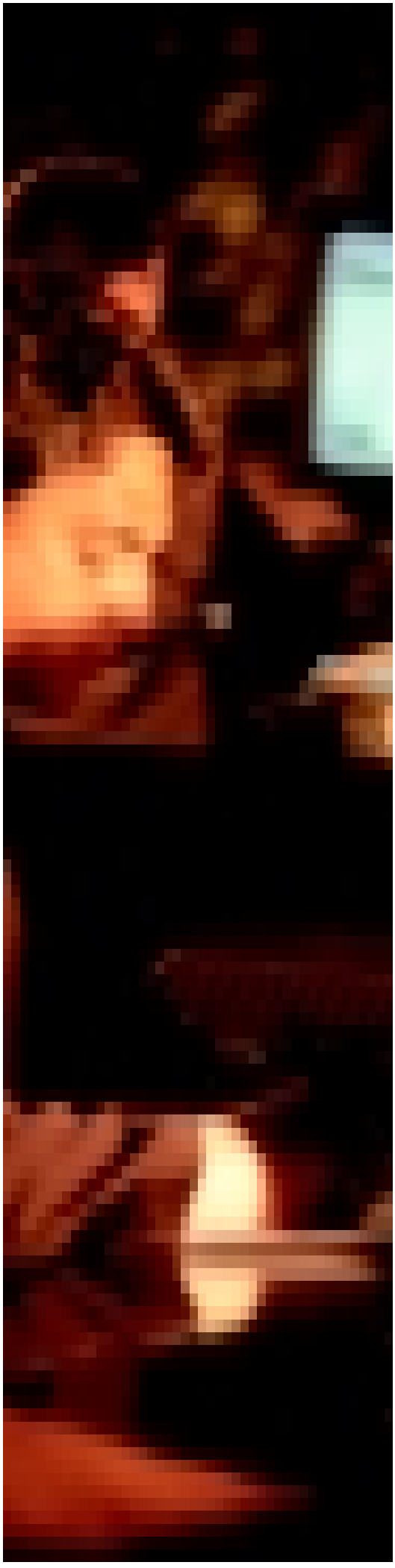
Para o ano de 2001, o ONS definiu um número total de 87 projetos, agrupados em sete programas para melhor representação de suas afinidades e relação de dependência. São estes os sete programas e os principais Projetos vinculados constantes do Plano de Ação do ciclo 2001-2003:

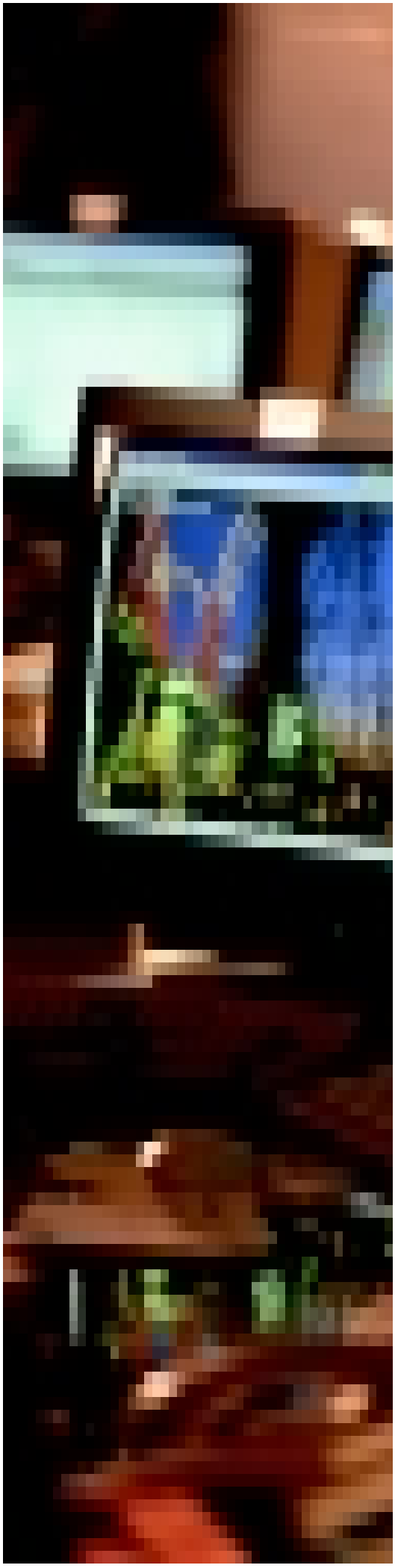
PROGRAMA 1 · Aprimoramento dos processos de planejamento, programação e operação eletroenergética

- Implantação de métodos e ferramentas computacionais para a previsão de hidrologia e meteorologia.
- Implantação de sistemas para consolidação e previsão de carga.
- Implantação de modelos computacionais para a otimização eletroenergética.
- Informatização do planejamento e programação da operação.
- Aprimoramento dos processos operacionais de programação e operação.
- Validação dos modelos computacionais da cadeia de otimização eletroenergética.

PROGRAMA 2 · Aumento da segurança, controlabilidade e observalibilidade do SIN

- Implementação de sistemas para o aumento da capacidade e agilidade para a avaliação de perturbações no SIN.
- Implantação de sistemas de seqüenciamento de eventos.
- Implementação de sistemas especiais de controle para o aumento da segurança do SIN.
- Modernização e aprimoramento dos recursos de supervisão e controle dos Centros de Operação do ONS.





PROGRAMA 3 · Implantação da gestão de redes de transporte do SIN

- Implantação de sistema computacional para controle do processo de consulta e solicitação de acessos.
- Implantação de sistema computacional para gestão de contratos de transmissão e acompanhamento de suas conformidades.
- Implantação de sistema de gestão da qualidade e da confiabilidade do sistema elétrico.
- Avaliação da inserção de novas centrais térmicas referente ao PPT e seus impactos no SIN.
- Estudos pré-operacionais e de comissionamento de novas instalações.
- Implantação do sistema computacional para administração de contratos.
- Reavaliação dos estudos das interligações objetivando otimizar ganhos energéticos entre bacias.

PROGRAMA 4 · Intensificação e ampliação do relacionamento com os agentes setoriais

- Apoio à Implantação do Mercado Atacadista de Energia.
- Implantação de sistema para integração de base de dados técnicos.
- Concepção e implantação de sistema de informação e de relacionamento com os agentes.
- Aprimoramento dos processos de comunicação empresarial.
- Concepção e implementação de sistema de indicadores e *benchmark*.
- Implantação de um sistema de base de dados de natureza gráfica.

PROGRAMA 5 . Melhoria dos processos de gestão do ONS

- Implantação do Sistema de Gestão Empresarial.
- Implantação do Sistema de Gestão Eletrônica de Documentos – GED.
- Melhoria do Sistema de Gestão de Recursos Humanos.

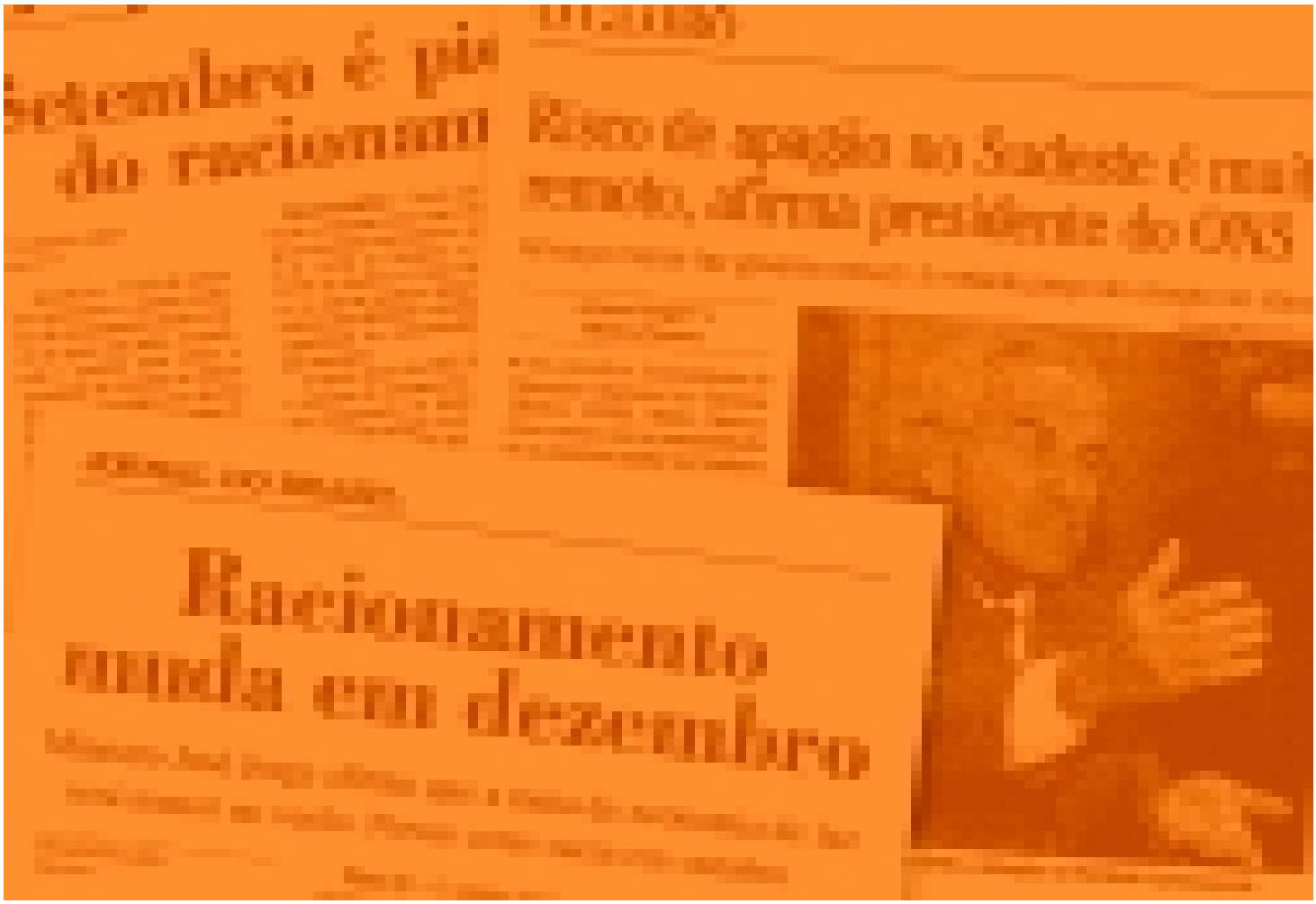
PROGRAMA 6 . Implementação da infra-estrutura do ONS

- Complementação da infra-estrutura de informática e telecomunicações.
- Adequação da infra-estrutura predial.
- Modernização e manutenção dos recursos de infra-estrutura dos Centros de Operação.
- Transferência do Centro de Operação do Sudeste.

PROGRAMA 7 . Implantação dos Procedimentos de Rede do ONS

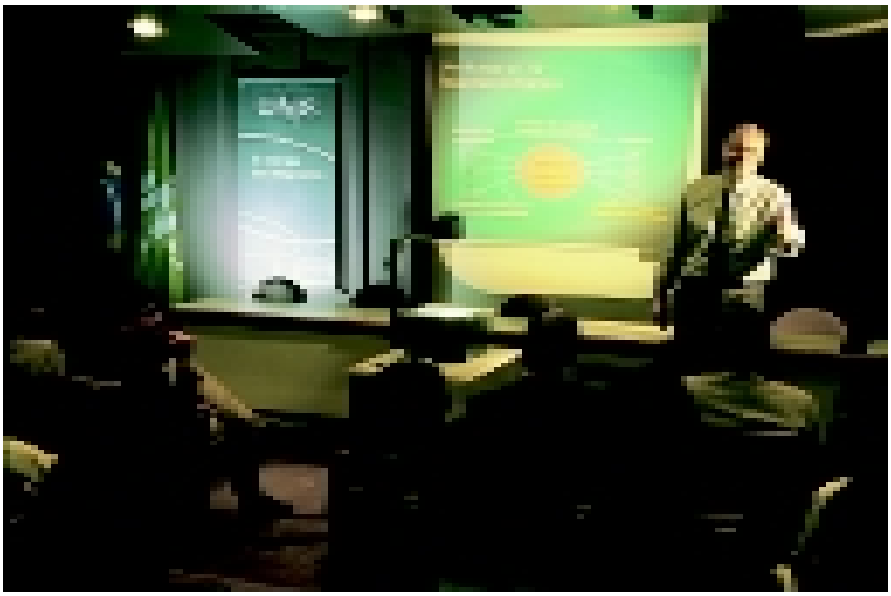
- Elaboração, detalhamento e coordenação dos Procedimentos de Rede.





Salienta-se que a realização dos projetos do Plano de Ação, em 2001, atingiu a mais de 90% do orçamento previsto, resultando em significativos avanços, tais como:

- conclusão, em julho de 2001, de todos os Procedimentos de Rede, conforme apresentado no próximo item;
- modernização dos Sistemas de Supervisão e Controle dos Centros de Operação do ONS, incluindo a assinatura, em abril de 2001, de contrato com a Alstom para fornecimento de novos sistemas para os Centros Regionais de Operação Norte, Nordeste e Sul;
- consolidação dos instrumentos de gestão corporativa, com a conclusão da implantação do *software Peoplesoft*;
- início da implantação do Sistema de Gerenciamento Eletrônico de Documentos;
- implantação da infra-estrutura de informática e de telecomunicações;
- consolidação da base de dados técnica do Operador;
- aprimoramento das ferramentas de planejamento e programação da operação;
- início do desenvolvimento dos sistemas computacionais para controle dos processos de consulta e solicitação de acesso, do sistema para administração dos contratos da transmissão, bem como do sistema para apuração dos encargos de uso do sistema de transmissão; e
- realização dos estudos pré-operacionais para viabilização da integração das usinas térmicas.



O Plano de Ação apresenta também um conjunto de orientações para a realização das atividades de caráter permanente do ONS. Nesse caso, essas orientações se constituem em importante instrumento para que as diretorias do Operador possam detalhar os seus respectivos Programas Anuais de Trabalho.

Destaque-se, ainda, que o desenvolvimento dos diversos projetos e atividades constantes do Plano de Ação foi impactado, de forma muito significativa, pela crise de energia elétrica pela qual o País passou. O detalhamento e os resultados obtidos no desenvolvimento das atividades rotineiras e dos projetos do Plano de Ação, durante o ano de 2001, estão apresentados nos itens a seguir.

▸▸ Os Procedimentos de Rede

Os Procedimentos de Rede, organizados em 23 módulos, constituem-se num conjunto de regras e de procedimentos técnicos necessários e indispensáveis para que o Operador possa exercer plenamente suas atribuições de executar o planejamento e a programação da operação eletroenergética, a supervisão e o controle da operação do sistema em tempo real e a administração da transmissão. Aprovados pelo Conselho de Administração do ONS, na 28ª Reunião Ordinária, realizada em 23/07/2001, os módulos foram encaminhados à ANEEL para homologação.

O trabalho de elaboração dos Procedimentos, realizado em 2001, aliou competência técnica, dedicação e um grande esforço conjunto do ONS com os agentes, envolvendo todo o corpo técnico do Operador, sua Diretoria Executiva e seu Conselho de Administração.

Até a aprovação final, foram realizadas dezenas de reuniões com os Agentes, 15 seminários técnicos de ampla abrangência e inúmeras reuniões no âmbito do Conselho de Administração, que criou, para esse fim, comissões especiais de trabalho.

Dentre as ações desenvolvidas no âmbito do Plano de Ação do ONS destaca-se a conclusão da elaboração de todos os módulos dos Procedimentos de Rede, à exceção do Módulo 14, que trata dos Serviços Ancilares, que está em processo de regulamentação por parte da ANEEL.

Apresenta-se a seguir o conjunto dos 23 módulos que constituem os Procedimentos de Rede:

Procedimentos de Rede

1	Introdução Geral
2	Padrões de Desempenho da Rede Básica e Requisitos Mínimos para suas Instalações
3	Acesso aos Sistemas de Transmissão
4	Ampliações e Reforços na Rede Básica
5	Consolidação da Previsão de Carga
6	Planejamento da Operação Elétrica
7	Planejamento da Operação Energética
8	Programação da Operação Eletroenergética
9	Hidrologia Operacional
10	Manual de Procedimentos da Operação
11	Proteção e Controle
12	Medição para Faturamento
13	Telecomunicações
14	Serviços Ancilares
15	Administração de Serviços e Encargos de Transmissão
16	Acompanhamento da Manutenção
17	Requisitos de Informações entre o ONS e os Agentes
18	Modelos Computacionais
19	Identificação e Tratamento de Não-Conformidades
20	Definições e Glossário
21	Estudos Especiais
22	Análise de Ocorrências e Perturbações
23	Critérios para Estudos

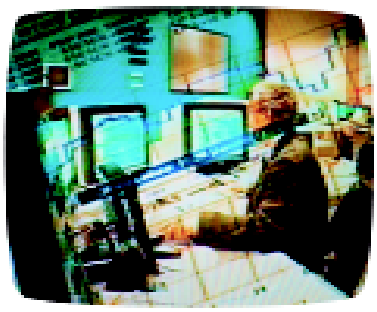


Atividades permanentes do ONS



Apresentam-se aqui as principais atividades permanentes do ONS no ano de 2001, com ênfase, sobretudo, para as seguintes:

- relacionamento com os agentes;
- integração de novas instalações;
- planejamento, programação, confiabilidade e segurança da operação;
- análise de ocorrências no sistema elétrico;
- administração da transmissão;
- operação em tempo real do sistema; e
- gestão corporativa.



Para cada uma dessas atividades, destacam-se, a seguir, os principais produtos desenvolvidos e as ações que se fizeram necessárias em função da gestão do racionamento de energia.

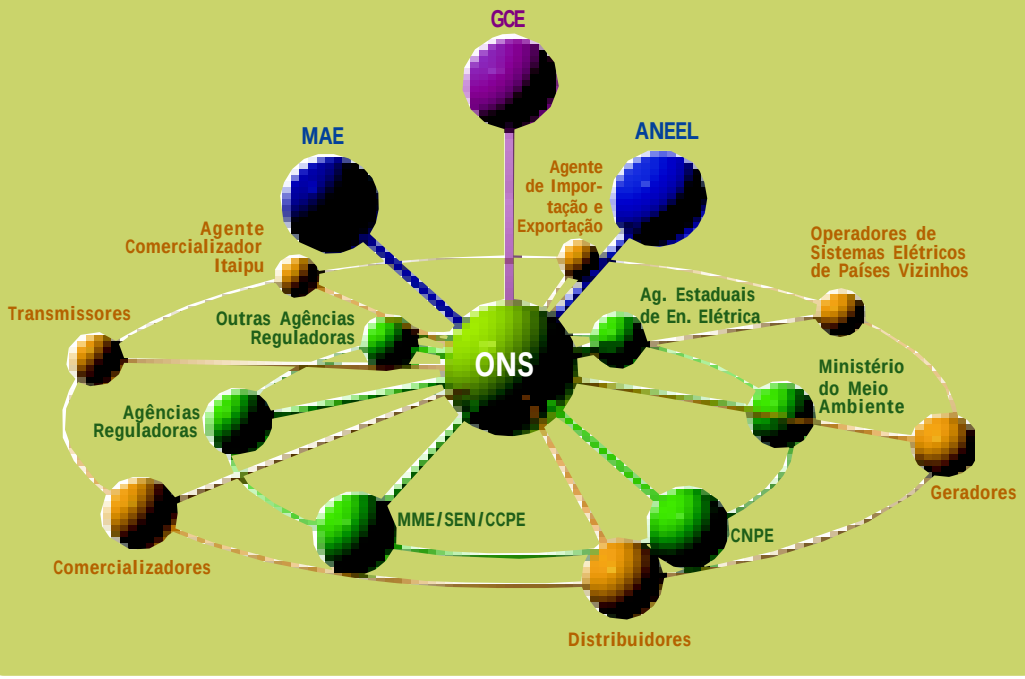
Relacionamento externo

A estrutura de relacionamento do ONS se estende a praticamente todos os segmentos da sociedade brasileira, com destaque para os próprios associados do Operador, para o Ministério de Minas e Energia, para a ANEEL — órgão regulador e fiscalizador do serviço de energia elétrica no País — e para as agências reguladoras, de intensa interface com as atividades do ONS, como a Agência Nacional de Águas – ANA e a Agência Nacional de Petróleo – ANP, o Mercado Atacadista de Energia – MAE e as diversas associações de classe.

Nesse contexto, também se inserem os conselhos de consumidores, os fabricantes e fornecedores de equipamentos, bens e serviços, as universidades, os centros e institutos de pesquisa, diversas entidades governamentais, tais como as Secretarias de Energia dos Estados, o Conselho Nacional de Política Energética – CNPE, responsável por promover o aproveitamento racional da energia e a definição das macrodiretrizes da política energética no País, e o Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão – CCPE, entidade responsável pelo planejamento indicativo da expansão do sistema elétrico.

A figura a seguir ilustra a estrutura de interações do ONS com os diversos agentes e entidades.

Estrutura de Interações do ONS com os Diversos Agentes e Entidades Considerando a GCE



No ano de 2001, o ONS buscou ampliar seus instrumentos de comunicação e de relacionamento através do desenvolvimento de uma política calcada em padrões elevados de qualidade, segurança, confiabilidade e responsabilidade. Tal ampliação se tornou mesmo imperativa em função das condições excepcionais decorrentes do racionamento de energia elétrica.

Promoveu-se, também, a concepção de um modelo de relacionamento interno e externo à Organização que, integrando os sistemas, permitisse melhor capacidade analítica dos dados transacionados, por meio dos seguintes programas:

- apoio à implantação do Mercado Atacadista de Energia;
- implantação de sistema para integração de base de dados técnicos;
- concepção e implantação de Sistema de Informação e de Relacionamento com os Agentes;
- aprimoramento dos processos de comunicação empresarial;
- concepção e implementação de sistema de indicadores e *benchmark;*
- implantação de um sistema de bases de dados de natureza gráfica.

São destacados, a seguir, os principais pontos do relacionamento do ONS com a ANEEL, a GCE e o MAE.

Relacionamento com a Agência Nacional de Energia Elétrica

O Operador é um autorizado da ANEEL, a quem presta contas de seu orçamento e de seu Plano de Ação, sendo por ela fiscalizado em todas as suas ações. O relacionamento com esta Agência é muito profícuo pela cooperação efetiva que se desenvolveu entre as duas entidades, não só em termos institucionais como também no que tange aos intercâmbios de natureza técnica.

Ressalte-se, no ano de 2001, a interação entre o ONS e a ANEEL para a condução dos processos licitatórios de instalações de geração e transmissão.

No que tange às instalações da Rede Básica de transmissão, o ONS, além de definir as obras constantes do Programa de Ampliações e Reforços – PAR, desenvolveu as atividades de elaboração de quinze anexos técnicos para os editais de licitação, para que a ANEEL procedesse ao processo de licitação das respectivas concessões.

Também em atendimento às solicitações da ANEEL para os projetos das novas instalações já licitadas a serem agregadas ao SIN, foram analisados, no ano de 2001, seis projetos básicos, incluindo requisitos mínimos das instalações e aspectos de proteção e controle, para estes seis empreendimentos:

- Interligação Norte – Sul;
- LT 500 kV Tucuruí – Vila do Conde circuito 2;
- LT 500 kV Samambaia – Emborcação;
- LT 500 kV Samambaia – Itumbiara;
- LT 500 kV Ibiúna – Bateias; e
- LT 500 kV Itumbiara – Marimbondo.

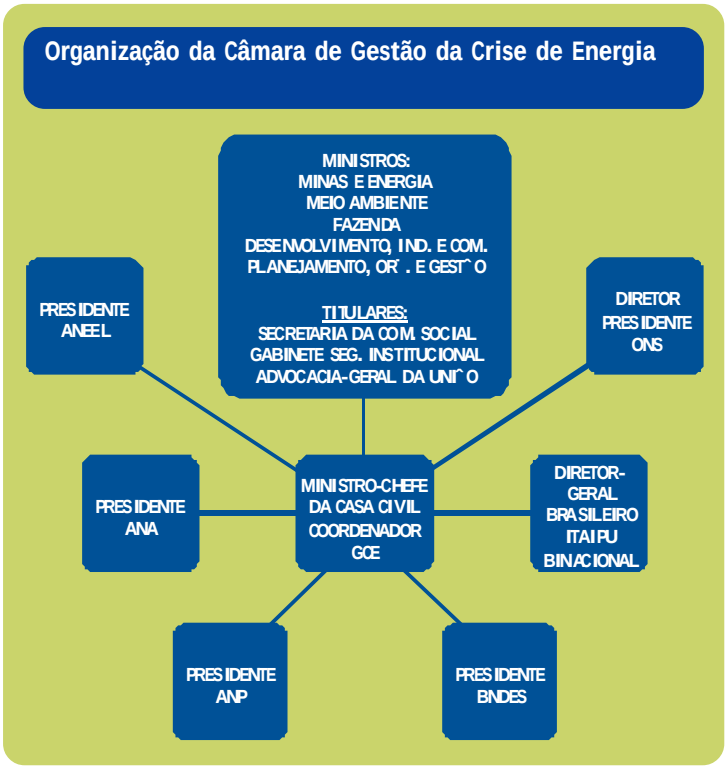
No que concerne às instalações de geração, o ONS, em conjunto com o CCPE, procedeu ao cálculo das energias asseguradas de dezoito novos empreendimentos hidrelétricos. Esse cálculo destinou-se a subsidiar os leilões realizados pelo órgão regulador, os quais totalizaram 4.389 MW, com destaque para as usinas hidrelétricas de Corumbá III, São Jerônimo, Serra do Facão, Couto Magalhães, Santa Isabel e Simplício.

O ONS também desenvolveu, em 2001, por solicitação da ANEEL, metodologia para quantificação e avaliação dos ganhos energéticos que seriam obtidos com a antecipação de alguns empreendimentos de transmissão. O objetivo era ainda o de aumentar a oferta de energia do sistema, principalmente em função da crise energética. Entre os estudos desenvolvidos estava a ampliação da capacidade da interligação Sul e Sudeste, através da implantação da LT Ibiúna – Bateias, bem como a ampliação das interligações Norte–Sul e Norte–Nordeste, esta pela LT Tucuruí – Presidente Dutra. Esses estudos também subsidiaram a ANEEL nas análises para estabelecimento de bônus destinados a viabilizar a antecipação dos empreendimentos.

▸▸ Relacionamento com a Câmara de Gestão da Crise de Energia

A crise de abastecimento de energia elétrica nas regiões Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste levou o Governo Federal, como anteriormente mencionado, a criar a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica – GCE, órgão diretamente ligado ao Conselho do Governo. O ONS, através do seu Diretor-Presidente, participou da Câmara, coordenada pelo ministro-chefe da Casa Civil. Outros profissionais do Operador Nacional também participaram dos comitês técnicos, comissões e grupos de trabalho.

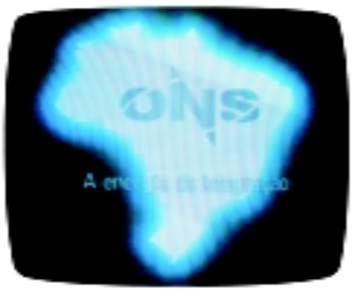
A figura a seguir apresenta a composição da GCE.



Como sistemática de funcionamento, a partir da constituição da GCE, em meados de maio de 2001, a Câmara Plena reuniu-se mensalmente e o Núcleo Executivo semanalmente. O Núcleo Executivo realizou 28 reuniões no período e a Câmara Plena seis.

Durante a gestão do programa de racionamento, a participação do ONS na GCE foi pautada pelo suporte técnico-operacional, aspecto fundamental para as decisões desse foro, desde a definição da abrangência do racionamento, passando pelo estabelecimento das metas de redução de consumo nas diversas regiões do país até a indicação das condições de saída do racionamento. Os principais instrumentos para este fim foram as avaliações de atendimento de curto e médio prazos e as conseqüentes propostas de medidas de gestão, sendo as mesmas de caráter conjuntural, como a decisão da entrada no racionamento da região Norte ou a decretação de feriados na região Nordeste, ou de natureza estrutural, como a regulamentação do processo de racionamento. Esse trabalho está consubstanciado em cerca de 30 Notas Técnicas emitidas pelo ONS durante esse período, as quais envolveram centenas de simulações da operação do SIN.

Paralelamente a esse envolvimento no processo decisório de gestão do racionamento, o Operador Nacional também teve participação relevante no processo de comunicação com os consumidores, com a sociedade civil e com formadores de opinião.





A decisão do Governo de implantar um racionamento através de metas de consumo, implicava obter a adesão dos consumidores. Para tanto, a informação sobre a evolução das condições de atendimento, foi essencial na realimentação aos consumidores dos resultados de sua ação de redução de consumo, com a maior precisão possível e de fácil entendimento, fatores esses fundamentais para o êxito na gestão da crise.

No âmbito do Núcleo Executivo da GCE, coube ao Operador Nacional definir instrumentos de acompanhamento/avaliação, como as curvas guia de armazenamento das regiões sob racionamento, a divulgação periódica de perspectivas de atendimento de curto e médio prazos e a divulgação diária de dados de carga, afluências e armazenamento.

Nesse processo, além de participação nas entrevistas coletivas de comunicação da GCE, o Operador, de forma complementar, fez diversas apresentações em Associações de Classe, Federações das Indústrias e do Comércio, a investidores no setor e a entidades da sociedade civil. O ONS também foi convidado a esclarecer diversas questões junto a Comissões do Congresso, Tribunal de Contas da União, Ministério Público e órgãos governamentais federais, estaduais e municipais.

Por delegação da GCE, o ONS teve intensa participação na solução de questões relativas ao uso múltiplo da água, tais como navegação, irrigação e lazer.

Por fim, destaca-se que o Operador Nacional participou diretamente, preparou pareceres e elaborou trabalhos para Comitês Técnicos, Comissões e Grupos de Trabalho da Câmara, que se consubstanciaram em resoluções da GCE, resoluções da ANEEL ou serviram de suporte técnico a Medidas Provisórias e outros textos legais.

▸▸ Relacionamento com o Mercado Atacadista de Energia

O relacionamento entre o ONS e o MAE está estabelecido no Acordo Operacional celebrado em 1º de setembro de 2000.

Além do fornecimento rotineiro de todas as informações previstas no referido Acordo, que possibilitam ao MAE efetuar a contabilização das energias , destacam-se, em 2001, as tratativas para implementação do Sistema de Medição para Faturamento no SIN.

Esse sistema, cujo objetivo é medir energia e demanda nas fronteiras dos Agentes de geração, distribuição, consumidores livres e entre os submercados de energia elétrica, permitirá que o MAE efetue a contabilização e a liquidação das energias, e que o ONS proceda a apuração dos serviços e encargos do uso da Rede Básica, de acordo com as regras estabelecidas na Resolução ANEEL n.º 281/99.

A atuação conjunta para a viabilização do Sistema de Medição para Faturamento promoveu as seguintes principais atividades:

- elaboração do Plano de Implementação do Sistema de Medição para Faturamento;
- revisão da Especificação Técnica e do Cronograma de Implantação pela Comissão Mista ONS/MAE;
- realização de *workshop* sobre Sistemas de Medição, nos dias 26 e 27 de setembro, nas instalações do CNOS em Brasília, envolvendo agentes do setor elétrico, fabricantes e representantes do Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial - INMETRO; e
- tratativas junto ao INMETRO para estabelecimento dos procedimentos de certificação dos medidores eletrônicos de energia elétrica.

Integração de novas instalações



Para garantir o livre acesso do novo usuário e permitir a entrada em operação de novas instalações de geração e transmissão, o ONS elabora uma série de estudos e análises visando integrar corretamente essas instalações ao SIN e a assegurar a qualidade, confiabilidade e economicidade do suprimento de energia elétrica a todos os consumidores.

Como decorrência, a integração de cada novo componente ao SIN requer várias interações do ONS com o agente empreendedor ou proprietário do equipamento para esclarecimentos técnicos, análises e estudos, sempre pautados nas regras estabelecidas nos Procedimentos de Rede.

No que tange aos novos empreendimentos de transmissão, o ONS atua também na análise do projeto básico das novas instalações, verificando o atendimento a requisitos técnicos. São também objeto de análise os sistemas de controle, supervisão e proteção que compõem os anexos técnicos dos Editais de Leilão dos novos empreendimentos lançados pela ANEEL.

O processo de integração das novas instalações se desenvolve, conforme o empreendimento em questão, através de diversas atividades, que vão desde a avaliação técnica do acesso à Rede Básica até a liberação final do equipamento para entrada em operação, compreendendo as seguintes etapas principais, que serão detalhadas nos próximos itens:

- solicitação e emissão do Parecer de Acesso;
- estudos pré-operacionais e de comissionamento; e
- estudos de proteção.



Solicitação e emissão do parecer de acesso

A Solicitação de Acesso formaliza a intenção do acessante, conforme o empreendimento em questão, de se conectar à Rede Básica e fornece ao ONS todas as informações necessárias para a realização dos estudos e análises específicos com vistas a efetivar essa conexão.

O Parecer de Acesso emitido pelo ONS consolida as análises realizadas a respeito da viabilidade do acesso requerido, garantindo todas as condições para a integração do novo empreendimento, além da qualidade e da confiabilidade da Rede de Transmissão. Todas essas informações, inclusive o acompanhamento do processamento da solicitação de acesso pelo agente, estão disponíveis no *site* do ONS.

No ano de 2001 foram emitidos pelo ONS 30 Pareceres de Acesso em atendimento às solicitações formalizadas pelos usuários do Sistema de Transmissão, representando um crescimento de 320% em relação ao número de pareceres emitidos em 2000.

Do total dos pareceres emitidos, destaca-se que 14 foram relativos à conexão de usinas hidrelétricas; 11 referentes à conexão de usinas térmicas; três, de Consumidores Livres; e dois, de interligações internacionais.

O gráfico, a seguir, apresenta a evolução do número de Pareceres de Acesso emitidos no período de 1999 a 2001.



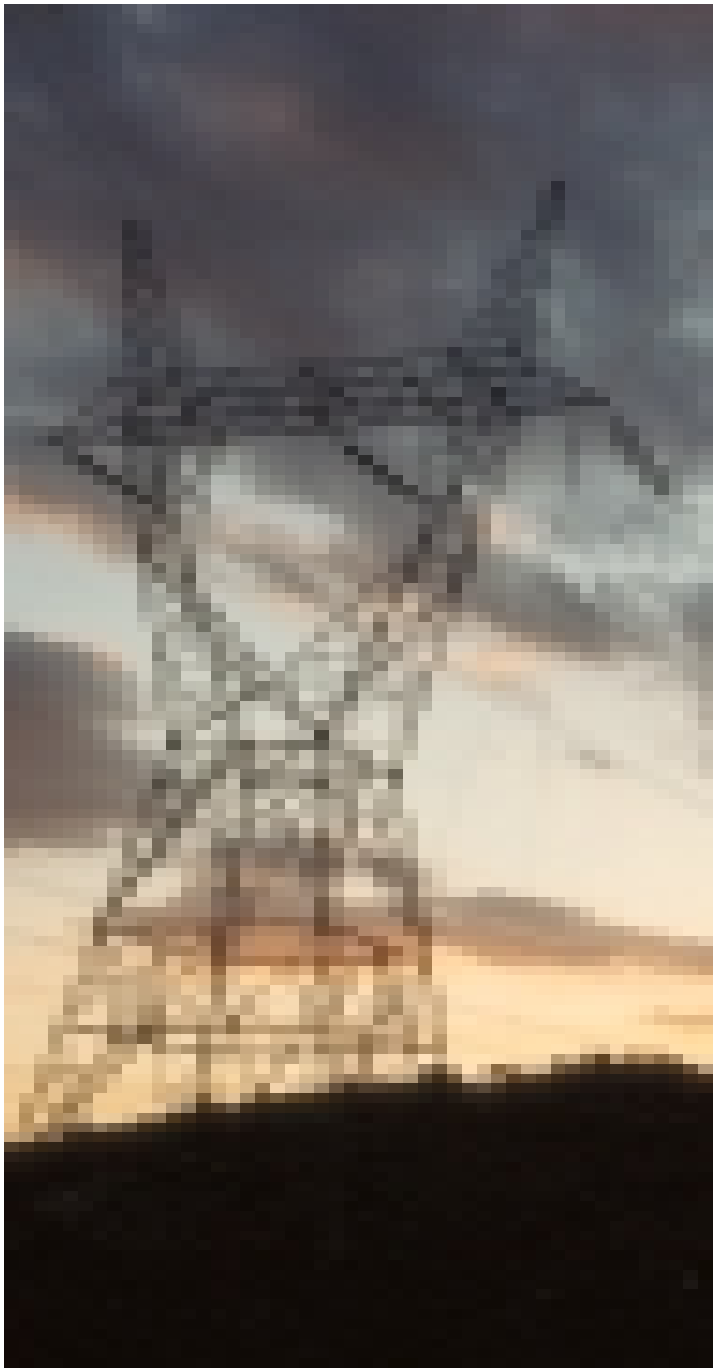
Estudos pré-operacionais e de comissionamento

Os estudos pré-operacionais objetivam verificar o desempenho do SIN para o período inicial de operação da nova instalação. Esses estudos permitem estabelecer os ajustes iniciais nos equipamentos de proteção e controle e subsidiar a elaboração das diretrizes operativas.

Os estudos de comissionamento são realizados para garantir a segurança operativa do SIN durante os testes de comissionamento para colocação em serviço de novas instalações. Esses testes são realizados para verificar, em relação aos requisitos estabelecidos, a conformidade dos sistemas de controle, dos sistemas especiais de proteção, dos modelos e dados associados à nova instalação.

No ano de 2001 o ONS efetuou um total de 32 estudos pré-operacionais, com seus respectivos estudos de comissionamento. Merecem destaque os relativos à integração dos seguintes empreendimentos:

- UHE Manso;
- UTE Nova Piratininga;
- UTE Macaé Merchant;
- UTE Eletrobolt;
- UTE Ibirité;
- UHE Lageado;
- UTE Juiz de Fora;
- UHE Itiquira;
- UHE Machadinho;
- UHE Santa Clara;
- UHE Dona Francisca;
- Conversão do tronco de 500 kV na Região Nordeste;
- LT 525 kV Campos Novos – Blumenau; e
- LT 440 kV Taquaruçu – Assis – Sumaré.



Estudos de proteção

Os estudos de proteção — que analisam o componente em si, sua inserção na respectiva área elétrica e os aspectos sistêmicos conseqüentes da ampliação da rede — também consideram os requisitos de registro de perturbações. Busca-se assegurar que o novo componente possa ter seu desempenho analisado em caso de ocorrência de distúrbios nele originado ou que venham a afetar a sua operação. No ano de 2001 foram elaborados cerca de 30 estudos sobre sistemas de proteção.

Planejamento e programação da operação



As características do SIN — predominantemente hidrelétrico, com usinas localizadas longe dos centros de carga e com extensa malha de transmissão para transporte dos blocos de energia — requerem um planejamento detalhado, que conjugue todos os recursos eletroenergéticos. Por outro lado, a existência de usinas hidrelétricas em cascata, com reservatórios de regularização, exige alto grau de controle e coordenação da utilização dos respectivos recursos. Essa gestão coordenada resulta num ganho energético de aproximadamente 25% da energia total produzida no SIN.

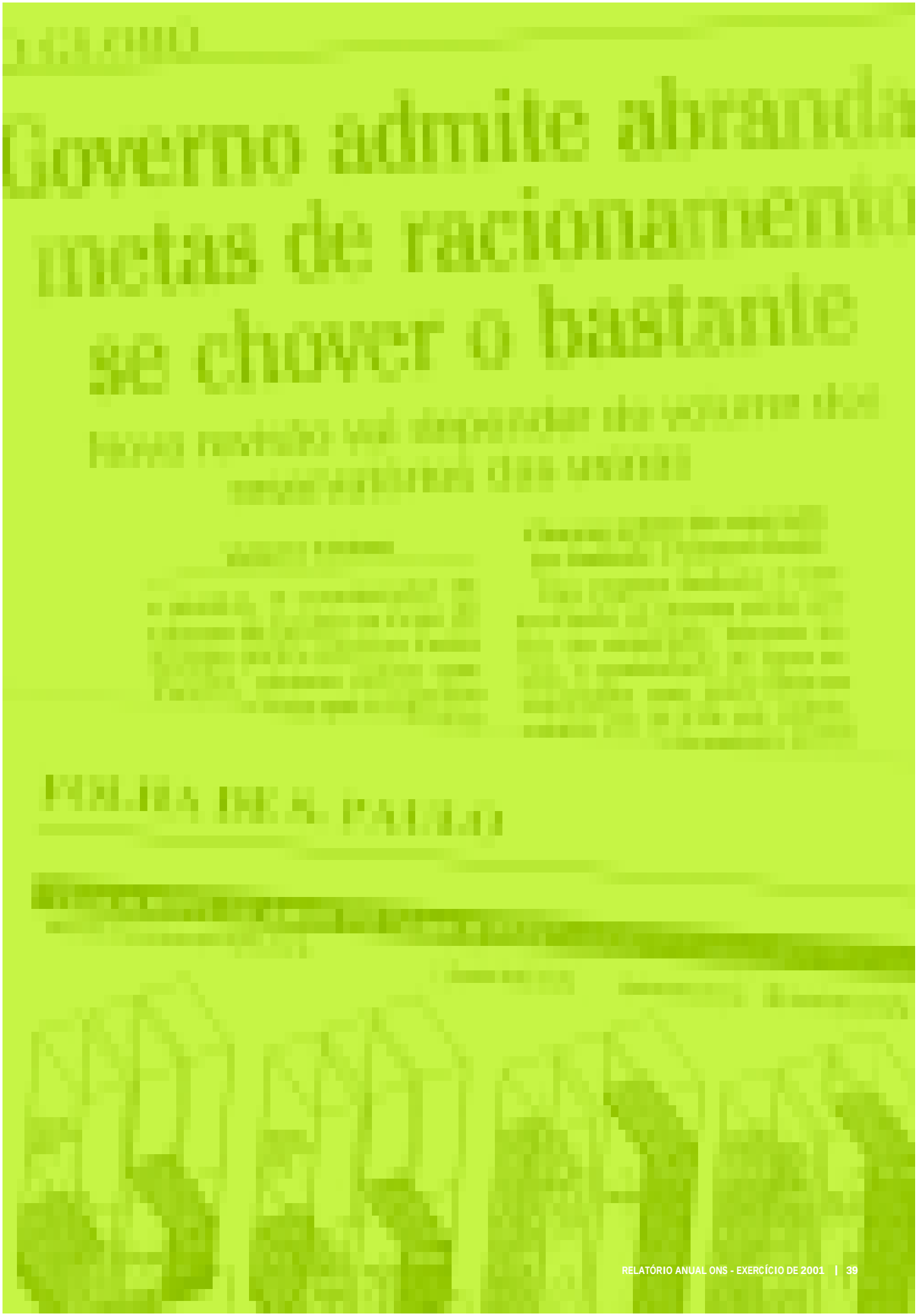
Otimizar o uso dos recursos de geração e transmissão através da gestão centralizada, considerando as restrições estruturais e/ou conjunturais do SIN — processo que exige uma seqüência de estudos eletroenergéticos encadeados no tempo — constitui-se num dos principais desafios do ONS.

Através da atividade de planejamento e programação, são identificadas as restrições energéticas e elétricas, o que permite preparar todo um arcabouço de subsídios para as etapas subseqüentes, com a definição de variáveis operativas e a identificação de seus limites, para apoiar a Programação da Operação e a elaboração dos Procedimentos Operativos.

Ao longo do processo de planejamento da operação, são desenvolvidos estudos detalhados que analisam não apenas o comportamento elétrico do sistema em regime permanente, mas também seu desempenho dinâmico e transitório. Toda a análise é extremamente criteriosa, abrangendo a dinâmica do sistema, em diferentes condições de carga, geração e configuração do sistema de transmissão. Os resultados desses estudos dão suporte à definição de procedimentos operativos especiais e dos esquemas de segurança e proteção necessários.

A transferência de energia entre subsistemas com aproveitamento da diversidade hidrológica das bacias é limitada pela malha de transmissão, o que resulta na necessidade de se harmonizar a otimização econômica do despacho hidrotérmico com a segurança da rede de transmissão. Nesse aspecto, é fundamental registrar que o processo envolve as restrições da malha de transmissão impostas pelos equipamentos, assim como os aspectos da confiabilidade — que não pode ser violada — relacionados com o controle de tensão e com a estabilidade da rede elétrica.

O conjunto de estudos de planejamento e programação da operação está estruturado em estudos de médio prazo, estudos de curto prazo e programação diária da operação. Em todas esses casos são utilizados programas aplicativos validados pelos agentes e homologados pela ANEEL.


Governo admite abrandar metas de racionamento se chover o bastante

▸▸ Principais produtos

O processo de planejamento tem início com os estudos de médio prazo que, com um horizonte de cinco anos, avaliam as condições de atendimento ao mercado de energia elétrica. Essas avaliações estão consubstanciadas no documento denominado Planejamento Anual da Operação, divulgado sistematicamente pelo ONS e revisto a cada quatro meses.

O Planejamento Anual identifica os riscos de atendimento; para isto, considera as incertezas das vazões futuras afluentes aos diversos reservatórios, o consumo de energia elétrica e os projetos de expansão da oferta identificados nos estudos de planejamento do CCPE. Aponta, ainda, as medidas operativas que eventualmente deverão ser implementadas para garantir o adequado equilíbrio entre a oferta e a demanda. No ano de 2001, os estudos de médio prazo foram decisivos para subsidiar as ações adotadas no âmbito da GCE.

Como resultado dos estudos, foram publicados os relatórios "Planejamento Anual da Operação Energética" e "Planejamento da Operação Elétrica a Médio Prazo", que destacam as medidas para melhor atendimento ao SIN e apresentam análises conjuntas das conseqüências de eventuais atrasos no cronograma das obras de geração e transmissão previstas para entrar em operação nos próximos anos. Visando a atender às metas de otimização energética, os estudos analisam alternativas que permitam melhor aproveitamento da diversidade hidrológica e conduzam à maior capacidade na transferência de energia entre os subsistemas.

Diante das incertezas, principalmente em relação às vazões afluentes consideradas nos estudos de médio prazo, torna-se necessária uma revisão de curto prazo das avaliações das condições de atendimento, avaliações essas consubstanciadas no documento denominado Programa Mensal da Operação – PMO.

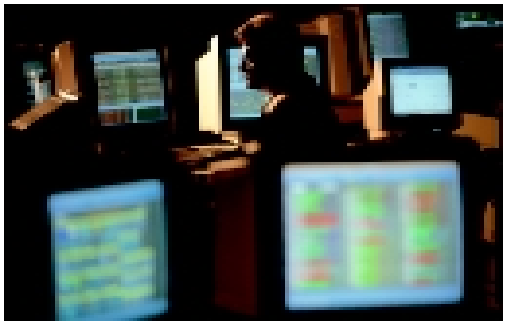




O PMO é o instrumento utilizado pelo ONS para analisar, a cada mês, a situação real de atendimento ao mercado de energia elétrica. Considera revisões semanais das previsões de carga e de vazões, da disponibilidade dos equipamentos de geração e transmissão, do programa de manutenções preventivas e do cronograma de entrada em operação de novas usinas e/ou linhas de transmissão. É a partir do PMO que são traçadas as políticas operativas de curto prazo do SIN, englobando as metas de intercâmbio de energia entre as regiões, a política de operação das usinas térmicas, os custos marginais de operação e as metas de armazenamento dos diversos reservatórios. No ano de 2001, o PMO foi o instrumento básico para que o ONS subsidiasse a GCE com informações relativas ao acompanhamento dos armazenamentos semanais dos reservatórios

A programação diária, realizada no dia anterior ao da operação, visa a implementar as políticas e diretrizes eletroenergéticas emanadas do PMO, atualizando as variáveis básicas adotadas, como a carga e as vazões afluentes aos reservatórios e o programa de intervenções. O Programa Diário da Operação – PDO é elaborado a partir do Programa Diário de Produção – PDP, que contempla as metas de geração de cada usina, e do Programa Diário de Intervenções na rede – PDI, que estabelece o programa de desligamentos de equipamentos e instalações da Rede de Operação.

No ano de 2001, a necessidade de maximizar das transferências de excedentes energéticos das Regiões Norte e Sul para as regiões Nordeste e Sudeste/Centro Oeste, em virtude do racionamento de energia, tornou mais rígido o processo de liberação de desligamentos de equipamentos de transmissão e geração com fins de manutenção preventiva. Foram gerenciados, com sucesso, 8.520 pedidos de desligamento de elementos de transmissão. A coordenação do processo, que ficou a cargo do ONS, exigiu intensas negociações entre os agentes de geração, transmissão e distribuição para compatibilizar a otimização energética com a segurança do SIN e dos equipamentos.



Desenvolvimento de atividades especiais

No ano do racionamento, 2001, as seguintes atividades mereceram destaque no âmbito do planejamento e programação da operação:

- Estudos de suporte e apoio à GCE, sobretudo no que concernia ao estabelecimento e acompanhamento das curvas guia de armazenamento e ao cálculo das metas de contratação das usinas térmicas emergenciais. Esses estudos se traduziram em mais de cem relatórios e notas técnicas.

- Estudos para aumento dos níveis de intercâmbio entre as regiões, mantendo compromisso com a otimização do uso dos recursos energéticos e com a segurança operativa do sistema, o que permitiu a maximização dos intercâmbios entre as regiões Sul/Sudeste e Norte/Nordeste.

- Coordenação das implicações do represamento de vazões na antecipação do enchimento dos reservatórios das usinas hidrelétricas de Machadinho, Itá, Lajeado e Tucuruí. No caso específico da usina de Lajeado, o sucesso da operação se deveu à coordenação do ONS, pois o período não favorecia o enchimento do reservatório.

- Adequação das necessidades energéticas do sistema às restrições relativas ao uso múltiplo da água, às questões ambientais e também às restrições elétricas, com o objetivo de, ao mesmo tempo, otimizar a geração das usinas hidrelétricas e termelétricas e transmitir a energia gerada com a máxima segurança;

- Compatibilização dos requisitos de geração das usinas das bacias dos rios Tietê e Paraná com as condições de navegabilidade da hidrovia Tietê-Paraná. Essa compatibilização, também fundamental, foi obtida através de um trabalho contínuo e cooperativo, envolvendo as Agências Reguladoras ANA e ANEEL, a CESP, a AES-Tietê, o governo do Estado de São Paulo e o Ministério dos Transportes.

- Cumprimento do Acordo Tripartite firmado entre Brasil, Argentina e Paraguai, que estabelece limitações à modulação de geração da UHE Itaipu, e que determina os limites para variação horária e diária do nível e velocidade superficial da água, em atendimento às necessidade dos países vizinhos.

- Flexibilização das restrições de defluência das usinas do Rio São Francisco, de Três Marias até Xingó, para evitar o esvaziamento total dos reservatórios de Sobradinho e de Três Marias. Essa decisão trouxe grande impacto não só para a navegação entre Pirapora e Juazeiro, como também para a tomada de água com fins de abastecimento e irrigação ao longo de todo o rio. Foi necessário intenso trabalho de coordenação e negociação, que envolveu as empresas CHESF e CEMIG, as prefeituras, os governos estaduais, a Companhia de Desenvolvimento do Vale do São Francisco – CODEVASF, a Companhia de Desenvolvimento do Estado da Bahia – CODEBA e a Companhia de Navegação do São Francisco – FRANAVE, contando com a intermediação da ANA.

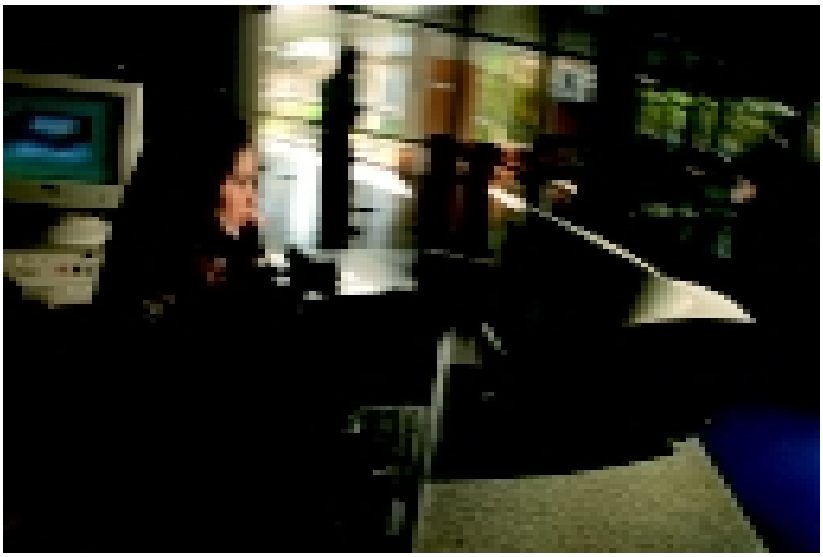
Novos recursos computacionais

A atualização constante, por parte do ONS, das mais modernas ferramentas computacionais, sempre obedecendo a elevados padrões de qualidade e confiabilidade, vem sendo essencial para a operação ótima do Sistema Interligado. Os modelos computacionais utilizados pelo ONS para efetuar os estudos elétricos e otimizar, de forma global, o SIN são de pleno conhecimento e domínio dos Agentes e das Agências Reguladoras. A transparência do processo é alcançada através de supervisão e auditoria permanentes realizadas pelos Agentes em todas as etapas da cadeia de planejamento. Os Agentes têm acesso a todas as informações e arquivos necessários para o processamento e estão totalmente habilitados a usá-los, o que torna possível a completa reprodutibilidade dos resultados.

Antes de sua aplicação efetiva, os modelos passam por inúmeros testes realizados pelo ONS e por especialistas de diversas empresas. No decorrer de 2001, tiveram sua autorização emitida pela ANEEL os modelos NEWAVE e NEWDESP, que estabelecem a política ótima de operação para médio prazo.

Para a definição da programação diária ótima, no âmbito do Programa Mensal de Operação, foram feitos, em 2001, os testes finais dos modelos DESSEM e DECOMP, este em desenvolvimento pelo CEPEL. Foi adquirido do EPRI (Electric Power Research Institute) o programa de previsão de carga utilizando redes neurais, e encontram-se em desenvolvimento os modelos de previsão de chuva-vazão, SMAP e IPH2.

Com o objetivo de integrar todas as ferramentas e de unificar os dados para todos os estudos, vem sendo desenvolvido o projeto SIPPOEE (Sistema Integrado de Planejamento e Programação da Operação Eletroenergética), que integra o Plano de Ação do ONS. Os benefícios desse projeto não se restringirão ao acesso amigável e à certificação dos processos: ele torna possível ao usuário obter, em uma única fonte, todos os dados a serem utilizados em estudos mensais, semanais, bem como na programação diária, em intervalos de meia-hora. Fica, assim, garantida a coerência entre as atividades desenvolvidas pelo ONS desde o planejamento até a operação propriamente dita. Em 2001, dando seqüência ao desenvolvimento desse sistema, foram integrados os modelos de otimização de médio e curto prazos, bem como os modelos hidrológicos, estando prevista a implantação definitiva do SIPPOEE para meados de 2002.



Confiabilidade e segurança da operação



A confiabilidade e a segurança da operação dos sistemas elétricos são obtidas através do desenvolvimento de uma série de atividades que abrangem desde a determinação dos limites de transmissão entre áreas e regiões — visando a otimização da operação eletroenergética do SIN — até a realização de estudos específicos para ajustes dos elementos de controle do sistema. Quando necessário, são implantadas Proteções de Caráter Sistêmico e Sistemas Especiais de Proteção, abrangendo os Esquemas de Controle de Emergência e os Esquemas de Controle de Segurança.

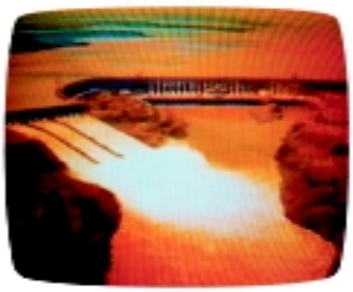
Para viabilizar a operação em tempo real em bases que harmonizem as restrições energéticas e elétricas, é necessário atentar para os requisitos de confiabilidade e segurança da rede de transmissão. Ainda que os limites individuais de cada componente e subsistema sejam rigorosamente respeitados, é indispensável analisar se a interação entre componentes e subsistemas consegue manter-se harmoniosa mesmo quando da ocorrência de inevitáveis perturbações. Para tanto, são necessários estudos de regime permanente, de comportamento dinâmico, de transitórios eletromagnéticos e de proteção.

As análises para integração de novas instalações, englobando os Estudos Pré-Operacionais e de Comissionamento, envolvem a concepção, parametrização e determinação de requisitos de Proteções de Caráter Sistêmico, Sistemas Especiais de Proteção e Controladores dos Geradores. Esse processo é permanentemente avaliado com as Análise de Ocorrências, que estudam o desempenho real do SIN.

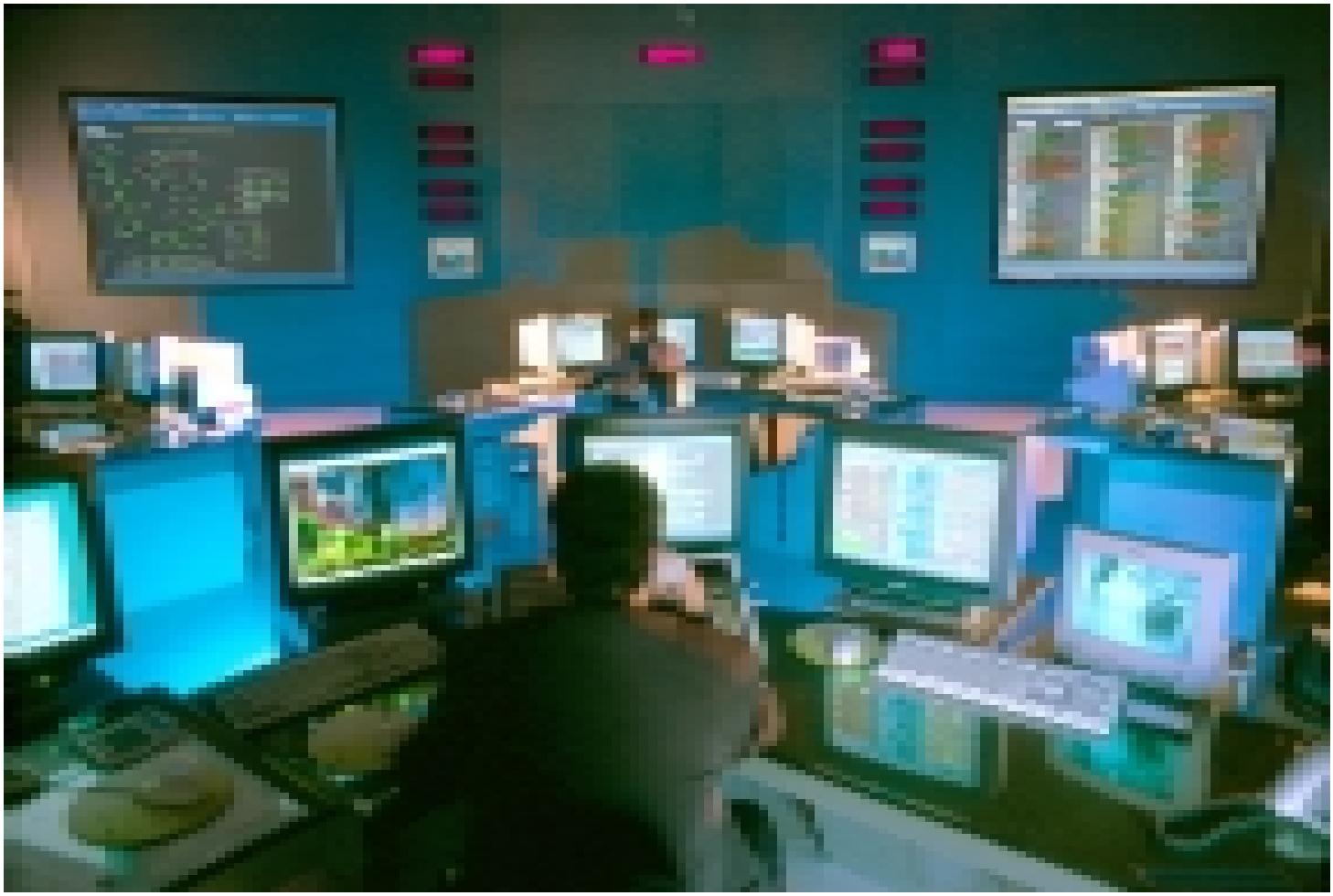
Durante o ano de 2001, o ONS buscou lançar mão de todos os recursos de controle, de Proteções de Caráter Sistêmico e de Sistemas Especiais de Proteção no sentido de evitar a propagação de qualquer tipo de distúrbio elétrico no SIN.

Os reajustes dos controladores (reguladores de tensão e *power system stabilizers - PSS*) das principais usinas foram efetuados de forma a melhorar o desempenho dinâmico do sistema. Para os eventos de grande porte, como é o caso de ocorrências com perdas de sincronismo, foram implantados ajustes mais aperfeiçoados nas proteções. Esses ajustes têm atuado corretamente na preservação da segurança operativa, pois permitem a separação dos subsistemas não afetados e impedem a propagação dos distúrbios.









Em algumas situações especiais em que a aplicação dos esquemas normais de proteção não se mostra adequada, há a necessidade da adoção de Sistemas Especiais de Proteção – SEP. Estes são sistemas compostos de funções de proteção e controle e de recursos de telecomunicação cujo objetivo é atuar automaticamente em determinadas áreas ou subsistemas do SIN.

No Brasil, os SEP são classificados em Esquemas de Controle de Segurança – ECS, quando são utilizados controladores lógicos programáveis, e em Esquemas de Controle de Emergência – ECE, concebidos pelo ONS, que se utilizam de recursos analógicos ou digitais de propriedade dos Agentes envolvidos. Tanto os ECS quanto os ECE executam as mesmas funções; diferem, apenas, na forma de implementação.

A adoção e o adequado dimensionamento dos ECE e dos ECS visam a assegurar o equilíbrio entre geração, transmissão e carga do SIN. A necessidade de manter a confiabilidade do SIN tem levado à realização de estudos elétricos aprofundados de revisão dos ECS já instalados, como os de Adrianópolis, Jaguara e Brasília Sul, que envolvem 35 usinas e subestações, além de vários Centros de Operação; dos ECS em comissionamento, como os de Itumbiara e Bandeirantes; e dos ECS em projeto ou em concepção, como o de Assis e o do Sistema de Transmissão de 750 kV. O processo de revisão dos ECE, por sua vez, é permanente e contínuo, de forma a mantê-los adequados às condições prevalecentes na operação do SIN.

Análise de ocorrências no sistema elétrico



A análise das ocorrências no SIN é elaborada através de processo participativo, coordenado pelo ONS e com o envolvimento de todos os agentes. Possibilita avaliar o desempenho do SIN, dos seus subsistemas, dos seus componentes e dos respectivos dispositivos de controle e proteção.

A sistemática adotada prevê a análise de todos os desligamentos, sejam eles automáticos ou manuais. Assim, em cada análise são pesquisadas as causas e as origens dos defeitos, com avaliação do desempenho do sistema de proteção e das conseqüências dos desligamentos para os consumidores. Todos os resultados e informações relativas às ocorrências são cadastrados em um sistema computacional estatístico provido pelo ONS.

Entre os relatórios emitidos, destacam-se a Síntese Gerencial das principais ocorrências do SIN, semanal, que aborda principalmente aspectos de desempenho do sistema de proteção; e o Relatório de Análise de Perturbação – RAP, documento que, emitido imediatamente após uma ocorrência, contém análises e recomendações controladas de forma sistematizada pelo ONS. Em 2001, foram elaborados 32 RAP, 48 Sínteses Gerenciais de Ocorrências e mais de mil análises específicas de ocorrências.

As estatísticas de base anual permitem identificar as tendências e potencialidades que pautam as políticas e diretrizes disseminadas pelo ONS entre os seus associados. Permitem também calcular índices de desempenho para o SIN e estabelecer *benchmarks* que possibilitem comparações do desempenho com os sistemas de outros países. As análises anuais, consolidadas em relatórios divulgados para todos os agentes, contêm recomendações e diretrizes destinadas ao aperfeiçoamento dos sistemas de proteção e controle.

Com o objetivo de aumentar a amplitude da ação no processo de análise de perturbações, tornando-o, assim, ainda mais ágil e confiável, o ONS está viabilizando sua interação com as redes de oscilografia de perturbações de curta duração dos Agentes, através do Sistema de Oscilografia de Curta Duração, cuja especificação foi totalmente concluída em 2001.



Chuvas voltam a encher os reservatórios do País

Meta de consumo cai para 7% no Rio

Administração da transmissão

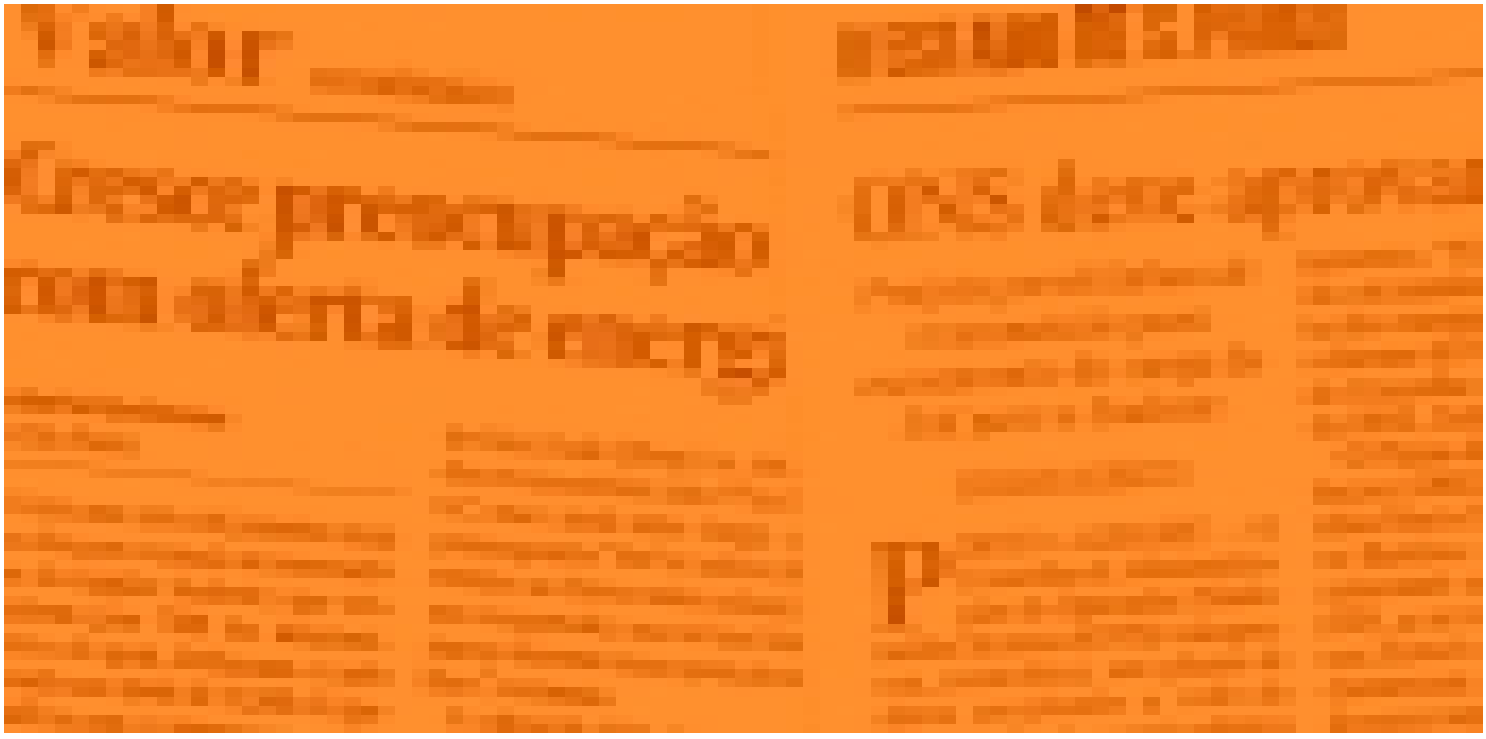


A Administração da Transmissão — atividade oriunda da Reforma do Setor Elétrico e estabelecida pelo Decreto nº 2.655 de 02.07.98 — é fundamental para o perfeito funcionamento do novo Modelo Setorial a partir daquele ano. Tem como finalidade principal promover as ações necessárias para desenvolver sobretudo os seguintes processos:

- a proposição de Ampliações e Reforços da Rede Básica para garantir a operacionalidade do SIN, com os requisitos de qualidade, segurança, confiabilidade e com o menor custo possível;
- a garantia do Livre Acesso a todos os usuários que queiram se conectar ao sistema de transmissão, através da elaboração de estudos e pareceres de acesso, observando todos os requisitos definidos nos Procedimentos de Rede;
- a gestão das relações entre os diversos agentes do Sistema Interligado Nacional, através da celebração e do gerenciamento dos contratos da transmissão, notadamente o Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão – CPST e o Contrato de Uso do Sistema de Transmissão – CUST;
- a apuração mensal dos serviços e encargos de uso da Rede Básica, através do cálculo dos valores devidos por cada agente pelo uso do sistema de transmissão.

A plena transparência nas atividades relativas à administração da transmissão é requisito básico e fundamental para se obter uma relação harmoniosa entre todos os agentes do sistema, neles incluídas as empresas de geração, transmissão e distribuição, os consumidores livres e cativos de energia elétrica e a sociedade de uma forma geral. Para alcançar esse objetivo, o ONS, no ano de 2001, não mediu esforços no sentido de universalizar, disponibilizar e manter atualizadas informações tais como:

- a disponibilização inicial de base de dados, em particular dos arquivos de casos de referência para estudos elétricos em regime permanente, com horizonte trianual;
- a cartilha de acesso e o desenvolvimento de sistema para permitir o acesso on line via WEB;
- a disponibilização da base de dados para a simulação de tarifas;
- a disponibilização do Programa de Ampliações e Reforços;
- a página de qualidade de energia elétrica; e
- os mapas geoelétricos do SIN no período de 2002 a 2004.





Plano de Ampliações e Reforços - PAR

O Plano de Ampliações e Reforços – PAR é o instrumento legal através do qual o ONS indica as obras do sistema de transmissão necessárias para preservar a segurança e o desempenho da rede, garantir o funcionamento pleno do mercado de energia elétrica e possibilitar o livre acesso aos agentes interessados em atuar no MAE, dentro do horizonte de três anos.

Para permitir o tratamento das particularidades do SIN, no que se refere ao PAR, foi adotado esquema participativo de trabalho, que se repete anualmente e envolve os diversos agentes em grupos regionais de trabalho, nas regiões Sul, Sudeste/Centro-Oeste e Norte/Nordeste.

A proposta do PAR, elaborada em 2001 para o período de 2002-2004, resultou em previsão de acréscimo de 9.453 km de linhas de transmissão e de 14.152 MVA de capacidade de transformação até o ano de 2004, o que representa um investimento da ordem de 4,8 bilhões de reais. Esses números atestam a dimensão do esforço necessário para a viabilização desses empreendimentos no setor elétrico brasileiro.

Das obras propostas nos ciclos já realizados do PAR, mais de 70% já tiveram sua concessão outorgada pela ANEEL, mediante licitação ou autorização. Destacam-se entre elas:

- LT 525 kV Ibiuna – Bateias;
- LT 500 kV Tucuruí – Vila Do Conde (circuito 2);
- LT 500 kV Tucuruí – Presidente Dutra (circuito 3);
- LT 230 kV Jaguariaíva – Bateias;
- LT 230 kV Chavantes – Botucatu;
- LT 230 kV Goianinha – Mussuré;
- LT 500 kV Xingó – Angelim;
- LT 230 kV Angelim – Campina Grande; e
- SE Angelim (600 MVA).

As tabelas a seguir apresentam, por região, os acréscimos propostos no PAR – 2002/2004 relativos às linhas de transmissão e à capacidade de transformação.

Acréscimo de Extensão de LT na Rede Básica (km)

TENSÃO	SUL			SE/CO			N/NE			INT.			TOTAL
kV	2002	2003	2004	2002	2003	2004	2002	2003	2004	2002	2003	2004	
500	521		57		538		978	200	200		4.483		6.977
440													0
345					370	76							446
230	236	260			556		263	715					2.030
TOTAL	757	260	57	0	1.464	76	1.241	915	200		4.483	0	9.453

INT. - Interligações inter-regionais

Acréscimo da Capacidade de Transformação na Rede Básica (MVA)

TENSÃO PRIMÁRIA	SUL			SE/CO			N/NE			TOTAL
KV	2002	2003	2004	2002	2003	2004	2002	2003	2004	
750				1.650						1.650
500	2.016		672	1.160	1.050		1.800	1.200		7.898
440				600						600
345				1.125	800					1925
230	850			135			1.094			2.079
TOTAL	2.866	0	672	4.670	1.850	0	2.894	1.200	0	14.152

O livre acesso à Rede Básica

Na Administração da Transmissão inclui-se o processo de gerenciamento do livre acesso à Rede Básica. Além da realização, em 2001, dos estudos e análises específicos das Solicitações de Acesso que culminaram com a emissão de trinta Pareceres de Acesso, foi iniciado o projeto de implantação de sistema computacional para controle do processo de consulta e solicitação de acesso.

Esse projeto tem por finalidade permitir aos agentes consulta e solicitação de acesso à Rede Básica *on line* através da internet, otimizando e agilizando a sua interação com o ONS nesse assunto.

Também no ano de 2001 foram iniciadas as ações para a viabilização da integração das usinas térmicas emergenciais estabelecidas através de Resolução da GCE.

Os contratos de transmissão

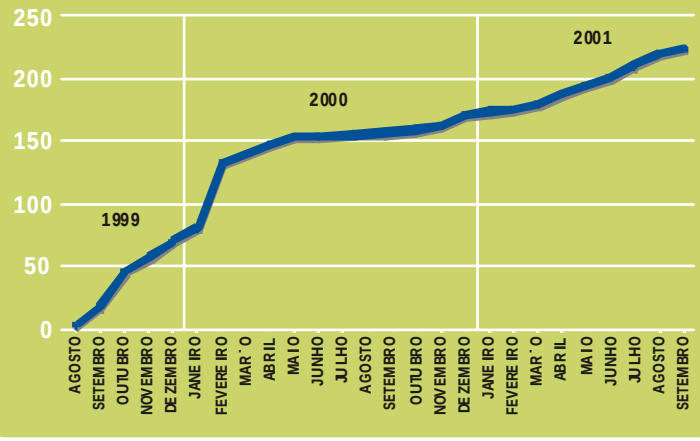
A contratação e a administração dos serviços de transmissão constituem importantes atividades no novo contexto setorial. Os contratos da transmissão são instrumentos de regulação das relações entre os diversos usuários do sistema, as empresas de transmissão e o ONS, que possibilitam uma atuação harmoniosa e a definição clara das responsabilidades.

No ano de 2001, foram celebrados 76 contratos da transmissão, sendo que destes, sete eram relativos a novas modalidades, notadamente ao compartilhamento de instalações, à cessão de direitos e obrigações e a termos de distrato. O número total de contratos celebrados no período de 1999 a 2001 monta a 247 contratos, de onze modalidades diferentes, conforme detalhado no quadro abaixo. A evolução mensal do número de contratos celebrados nesse período está apresentada no gráfico a seguir.

Evolução dos Tipos de Contratos

TIPO	DESCRIÇÃO	1999	2000	2001	TOTAL
CPST	Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão	14	7	4	25
	Aditivos	0	1	1	2
CUST-D	Contrato de Uso do Sistema de Transmissão (Distribuidores dentro dos contratos Iniciais)	37	4	1	42
CUST-G	Contrato de Uso do Sistema de Transmissão (Geradores dentro dos Contratos Iniciais)	4	8	4	16
CUST-U	Contrato de Uso do Sistema de Transmissão (Fora dos Contratos Iniciais)	0	5	14	19
	Aditivos	0	0	5	5
CCGAR	Contrato de Garantia	11	26	3	40
CFB	Carta de Fiança Bancária	1	3	7	11
CCT	Contrato de Conexão da Transmissão	3	46	9	58
	Aditivos	0	0	12	12
CCT-TA	Contrato de Conexão da Transmissão - Termo de Ajuste	0	1	9	10
CCI	Contrato de Compartilhamento de Instalação	0	0	1	1
T. CESSÃO	Termos de Cessão de Direito e Obrigações referentes aos CUST e CPST	0	0	4	4
T. DISTRATO	Termos de Distrato referentes aos CUST e CPST	0	0	2	2
TOTAL		70	101	76	247

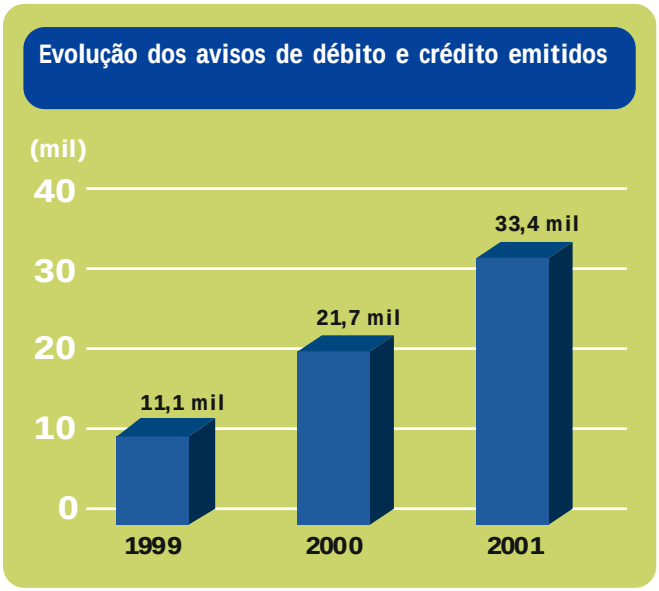
Evolução do Número de Contratos

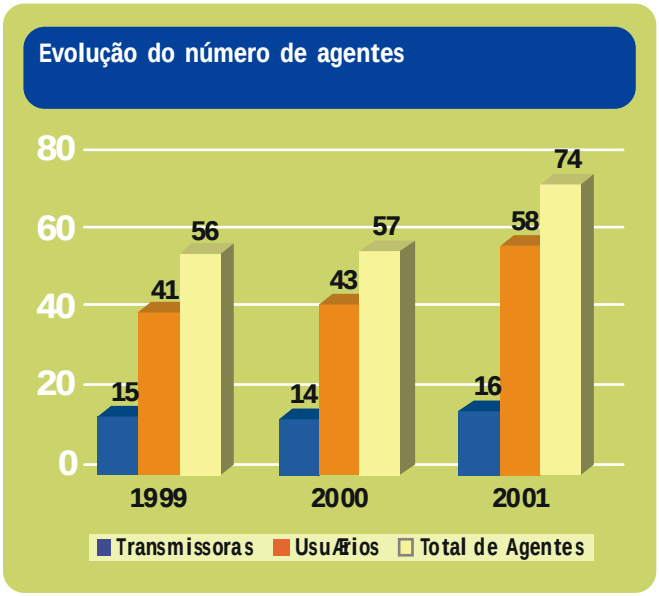


A apuração dos encargos do uso do Sistema de Transmissão

A apuração mensal dos serviços e encargos de uso da Rede Básica constitui outra importante atividade no contexto da Administração da Transmissão, uma vez que, através do cálculo correto dos valores devidos, da emissão, no prazo, dos avisos de crédito e débito e do gerenciamento desses pagamentos, é viabilizado o fluxo financeiro necessário ao funcionamento das empresas de transmissão no SIN. Em 2001, foram emitidos cerca de 33,4 mil avisos de crédito e de débito, envolvendo 74 agentes e perfazendo um montante de 2,31 bilhões de reais transacionados.

Os gráficos a seguir apresentam a evolução, no período de 1999 a 2001, dos avisos de débito e crédito emitidos e da quantidade de agentes envolvidos nessas transações.





Como parte dos projetos especiais do Plano de Ação 2001-2003, foi iniciado, ainda em 2001, o desenvolvimento de um novo sistema computacional para a apuração dos encargos do uso do sistema de transmissão. Esse novo sistema apresenta uma interface homem-máquina bem mais amigável e está totalmente integrado à base de dados técnica do ONS.



A qualidade da energia elétrica

O monitoramento da Qualidade da Energia Elétrica na fronteira da Rede Básica é essencial para se garantir aos diversos consumidores fornecimento de energia dentro dos padrões estabelecidos. O ONS empreendeu diversas ações, em 2001, no sentido de definir os indicadores de qualidade a serem monitorados e de especificar um sistema de gestão da qualidade da energia elétrica no SIN, com o apoio de consultoria internacional. Entre essas medidas, merecem destaque:

- a implantação da página de qualidade com a indicação dos indicadores de continuidade no *site* do ONS;
- a realização de curso piloto sobre qualidade, com o apoio de agentes para a sua formatação;
- a implantação do projeto piloto de Variação de Tensão de Curta Duração – VTCD, englobando o monitoramento de aproximadamente cem pontos no sistema; e
- a execução de campanhas de medição de indicadores de qualidade, destacando-se a do *flicker*, a de harmônicos e a de variação de tensão de curta duração. Essas campanhas envolveram um total de 52 empresas.

Entre os projetos especiais do Plano de Ação, em 2001, o ONS deu início à especificação do sistema de gerenciamento da qualidade de energia elétrica na Rede Básica. Esse sistema — que tem por objetivo avaliar o desempenho da Rede Básica a partir dos indicadores e padrões estabelecidos nos Procedimentos de Rede — identifica as causas e as responsabilidades dos agentes por ocasião de violação dos indicadores e propõe as ações para restabelecer o desempenho do SIN.

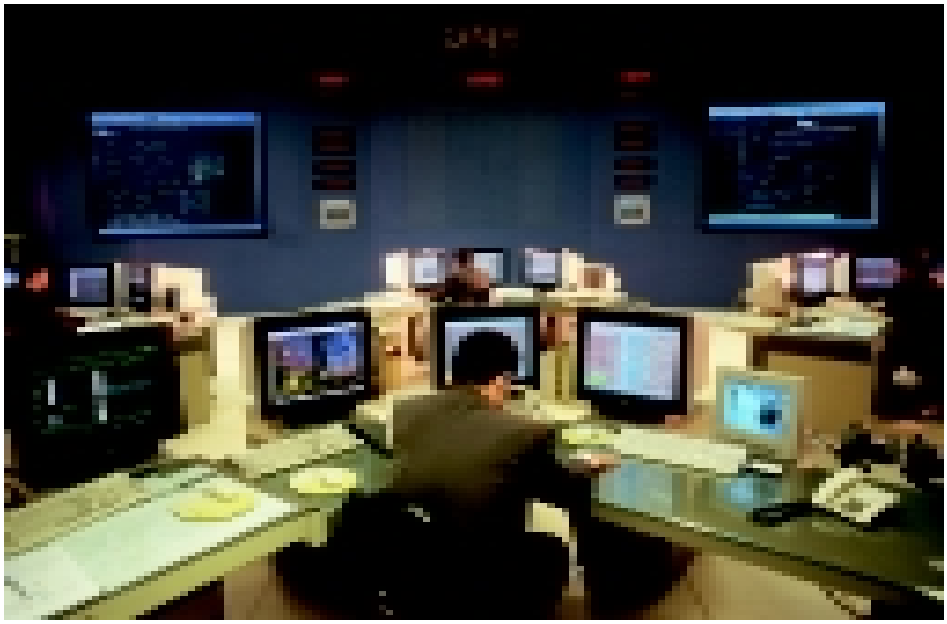
Operação do Sistema Interligado Nacional

A operação em tempo real consiste na coordenação, supervisão e controle de todo o processo operacional do sistema elétrico e energético que compõem o SIN. Essa operação se concretiza a partir das determinações emanadas dos Centros de Operação do ONS e da execução dos comandos nas instalações pelos diversos agentes.

As ações do Operador visando à otimização da operação do SIN têm por objetivo atender ao mercado, com a melhor utilização possível dos recursos energéticos, respeitando as restrições, principalmente as de origem hidráulica, elétrica e ambiental, e mantendo níveis adequados de segurança e de confiabilidade do sistema.

Os processos da operação do SIN podem ser caracterizados pela seqüência temporal em que são executados, qual seja, pré-operação, operação em tempo real e pós-operação. As orientações para a execução desses processos operativos estão contidas nas Normas de Operação, Metodologias da Operação e nas Instruções de Operação que compõem o Manual de Procedimentos da Operação, integrante dos Procedimentos de Rede.

Com base nas orientações elétricas, energéticas e hidrológicas, provenientes da fase de programação da operação; nas informações sobre ocorrências verificadas; nos programas de produção e transmissão; e nas solicitações de intervenções na rede de operação, a equipe de pré-operação elabora o Programa Diário da Operação – PDO. Esse programa, além de fornecer diretrizes e recomendações eletroenergéticas, consolida os programas de produção, de intervenção, de testes pré-operacionais, de transmissão, de defluências e de controle de carga e freqüência. Enfim, o PDO oferece todo o suporte de informações necessário à execução da operação pelas equipes dos Centros de Operação do ONS.



▸▸ A organização da atividade de operação no ONS

Para desenvolver as atividades de atuação em tempo real, o Operador trabalha numa rede bem definida do sistema eletroenergético, a Rede de Operação, que é operada de forma global e integrada pelos Centros de Operação do ONS:

CNOS - CENTRO NACIONAL DE OPERAÇÃO DO SISTEMA

O CNOS é o Centro de Operação de mais alto nível hierárquico do ONS, responsável pela coordenação, supervisão e controle da Rede Básica e, a seu critério, da rede complementar, com atuação direta ou indireta, através de delegação aos demais Centros de Operação do ONS.

COSR - CENTRO REGIONAL DE OPERAÇÃO

Os quatro Centros de Operação de propriedade do ONS – responsáveis pela coordenação, supervisão e controle da Rede Básica Regional/Local e, a seu critério, da rede complementar – respondem também pela supervisão e controle do despacho de geração das usinas integradas sob Controle Automático de Geração – CAG, em cada uma de suas áreas de atuação, quais sejam, Sul, Sudeste, Norte e Nordeste.

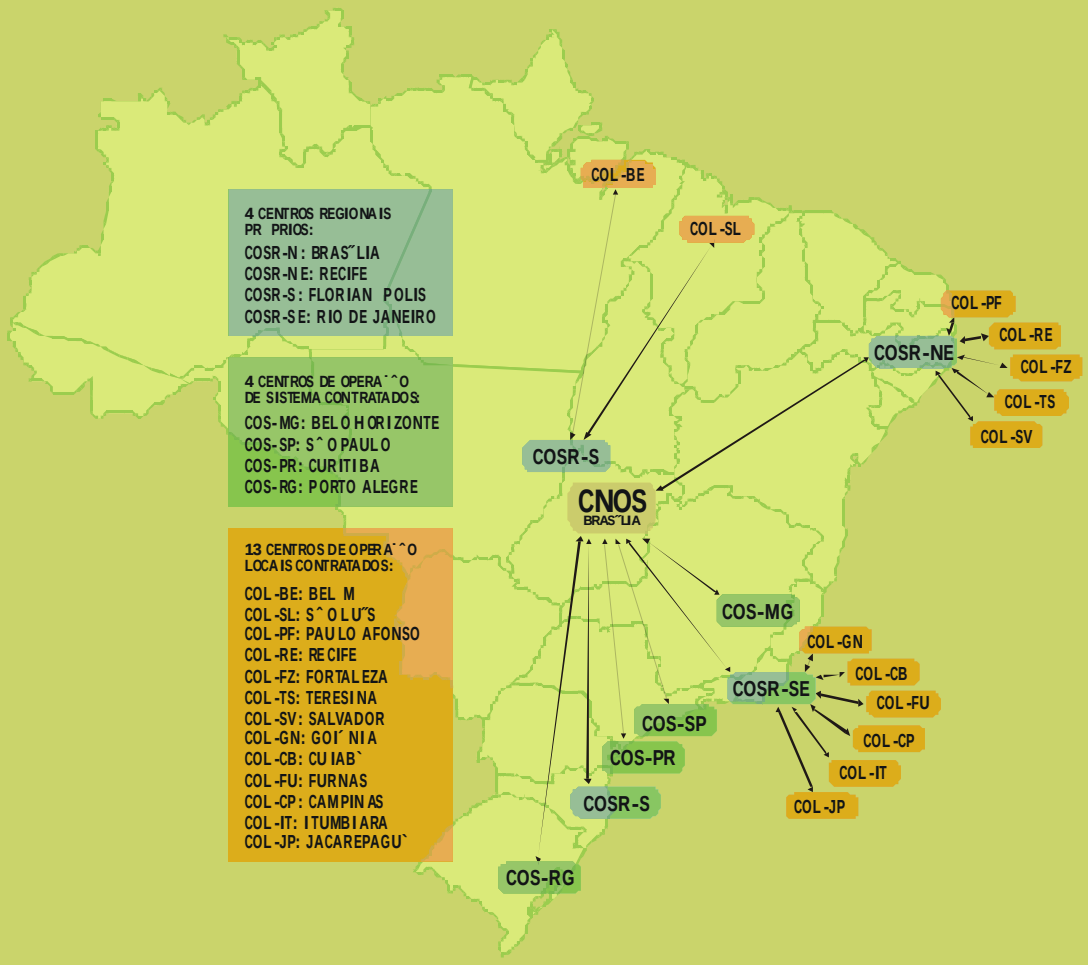
COS - CENTRO DE OPERAÇÃO DO SISTEMA

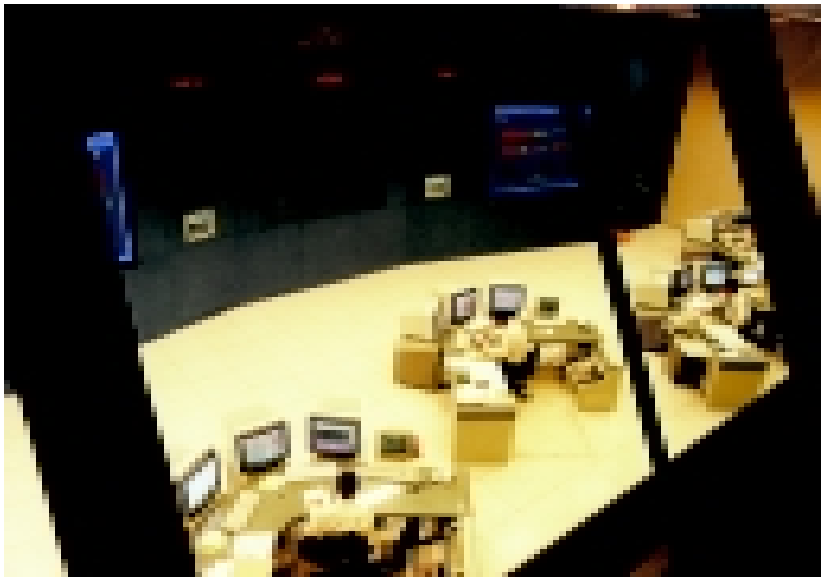
Os COS são os Centros de Operação de empresas cujos serviços são contratados pelo ONS para coordenação, supervisão e controle da Rede Básica Regional/Local e da rede complementar. Respondem pela supervisão, controle do despacho de geração das usinas integradas, bem como pela execução do despacho das usinas sob CAG, em sua área de atuação, que abrange, normalmente um determinado Estado da Federação. Atualmente, o ONS tem quatro Centros de Operação do Sistema contratados.

COL - CENTRO DE OPERAÇÃO DE SISTEMA LOCAL

Os COL são os Centros de Operação de empresas cujos serviços são contratados pelo ONS para supervisionar e controlar a operação de áreas específicas da Rede Básica Regional/Local e da rede complementar, em sua área de atuação. Atualmente o ONS tem 13 Centros de Operação de Sistemas Locais contratados.

Localização dos Centros Próprios e Contratados do ONS





Principais atividades desenvolvidas

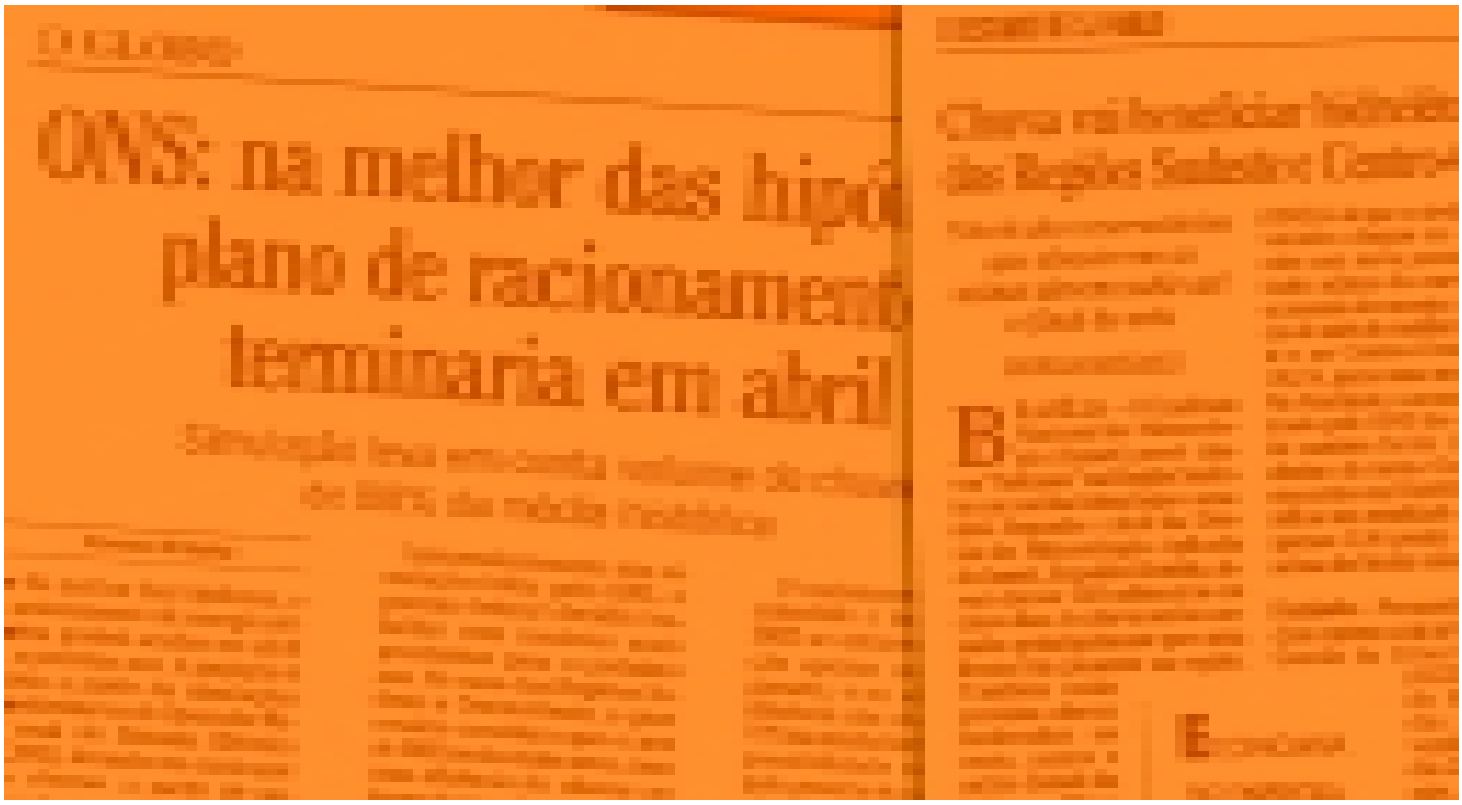
Entre as ações de aprimoramento dos processos de pré-operação, destaca-se, em 2001, a consolidação da utilização do Sistema de Controle de Intervenções – CISE/SIGOP pelos Centros de Operação próprios do ONS. Esse sistema fornece às equipes de tempo real, de forma estruturada, as informações necessárias à realização das intervenções no SIN, proporcionando maior segurança para o sistema durante essas intervenções. Destaca-se ainda a conclusão do projeto de concepção do modelo de controle operacional de reservatórios, com o objetivo de proporcionar as bases para a operacionalização desse controle sistêmico pelos Centros do ONS.

Para atingir o objetivo da otimização da operação do sistema, é intenso o envolvimento entre os Centros de Operação próprios e contratados do ONS. Esse relacionamento em tempo real — entre os Centros de Operação do ONS, por um lado, e, por outro, entre estes e as equipes de operação dos Agentes — se faz, em grande parte, de forma verbal. Por isso, em 2001, implementaram-se ações de aprimoramento dessa comunicação verbal na operação do SIN, para aumentar a segurança e a clareza na transmissão de mensagens, elevando, conseqüentemente, a eficácia na execução dos procedimentos da operação.

Para a melhoria das comunicações, destaca-se ainda a implantação das novas Consoles de Comunicação do Centro Nacional, com tecnologia digital, visores/controles em plasma e fones auriculares. Esses recursos agregaram facilidades, melhorias funcionais e ergonômicas na Comunicação Operacional com os demais Centros do ONS, aliando simplicidade a agilidade.

Criou-se, também, uma teleconferência diária denominada "Bom Dia Operação", que aborda os principais aspectos operativos e as recomendações a serem observadas pela operação a cada dia.

O acompanhamento, em todo o sistema, da evolução da carga, da geração e dos intercâmbios de energia entre áreas permite que os Centros de Operação adotem medidas, preventivas e corretivas, que garantam a confiabilidade, a continuidade e a qualidade do atendimento aos consumidores. Para tanto, são efetuados ajustes no PDO em função de mudanças nas condições que foram consideradas quando de sua elaboração. Com isso se adequam as condições da operação em tempo real através das ações de controle da geração, da tensão, da freqüência, dos carregamentos e limites operativos, das intervenções, da reserva de potência, de cheias, do gerenciamento da carga, da recomposição e da segurança do sistema.



Em 2001, a operação foi fortemente impactada pela escassez dos recursos energéticos, que levou ao racionamento de energia a partir de junho, bem como pelas limitações do sistema de transmissão. Essas circunstâncias demandaram ações diárias de análise e identificação de alternativas para a máxima exploração dos recursos energéticos do SIN e dos intercâmbios entre regiões. As condições energéticas desfavoráveis no decorrer do ano e a complexidade do sistema elétrico brasileiro exigiram maiores esforços em todos os processos e etapas da operação. Durante o ano de 2001, foram revisadas e implantadas 586 Normas e Instruções de Operação que compõem o conjunto de Procedimentos Operativos utilizados pelos Centros de Operação.

Na etapa de pós-operação são verificados e analisados os resultados da operação e elaborados relatórios de acompanhamento estatísticos e operativos, de forma a permitir a aferição das estratégias e das políticas definidas ao longo de todo o processo.

Entre as atividades de pós-operação, ressalta-se, para atendimento à GCE, a implantação da estrutura e rotina especial para elaboração do relatório semanal "Avaliação da Operação Eletroenergética – Regiões Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste, Norte e Sul". Para tanto, foram informatizados processos relacionados ao tratamento de informações e de elaboração automática de relatórios e apresentações. Desenvolveram-se, também, métodos e processos para aperfeiçoar o acompanhamento dos níveis de armazenamento dos reservatórios e da carga nas diferentes regiões do País. Foi ainda implantada sistemática de Análise Diária da Otimização Energética, com o objetivo de identificar alternativas para a máxima exploração dos recursos energéticos do SIN.

Para atendimento ao disposto no Acordo Operativo ONS/MAE, foi implantada rotina de apuração de disponibilidades de unidades geradoras, interconexões internacionais e conexões entre submercados, bem como rotina de apuração dos dados hidrológicos. Foi também concluído e implantado o programa de coleta de informações de movimentação de unidades geradoras, para encaminhamento dessas informações ao MAE.

Modernização dos Centros de Operação

O processo de modernização dos Sistemas de Supervisão e Controle dos Centros de Operação do ONS, projeto integrante do Plano de Ação, teve continuidade em 2001. Entre as atividades inerentes a esse processo estão:

- a consolidação do sistema de supervisão e controle do Centro Nacional de Operação – CNOS, a partir da implantação das funções de análise de rede, que permitem ampliar a capacidade de observabilidade através da correção e estimação de grandezas da rede elétrica;

- a implantação de tecnologia atualizada de Sistema de Supervisão e Controle no Centro Regional de Operação Sudeste – COSR/SE, bem como, em parceria com o CEPEL, de Processadores de Comunicação que facilitam a interligação de novos agentes ao sistema;

- assinatura do contrato comercial, em abril de 2001, com a ALSTOM, para fornecimento dos Sistemas de Supervisão e Controle dos Centros Regionais de Operação Norte, Nordeste e Sul.

Para implantação do Modelo Padronizado de Informações (Common Information Model – CIM) no Centro Nacional de Operação do Sistema foi celebrado convênio com o EPRI (Electric Power Research Institute) e com o CEPEL. Este modelo permitirá, através da adoção de padrões internacionais, a fácil inclusão de novos aplicativos independentemente do fabricante.

Salienta-se também, que o processo de evolução tecnológica dos Centros de Operação contou com a implantação da base de dados técnica do ONS. Esta base se constituiu em um dos principais provedores de informações para apoiar todas as atividades de Planejamento, Programação e Operação do Operador bem como as rotinas de acompanhamento do racionamento para a GCE.

Certificação de processos e de habilidades

Os sistemas da qualidade dos Centros de Operação, certificados na Norma ISO 9002:1994, foram aprimorados no período. Sua conformidade foi avaliada em dois ciclos de auditorias externas, realizados pelo *Bureau Veritas Quality International* – BVQI, que não constatou qualquer ocorrência de não-conformidade e recomendou a manutenção da certificação do processo de operação em tempo real.

Com o objetivo de assegurar a qualificação das equipes de operação de sistema e de instalações, foi definida em 2001, com a participação dos agentes de geração, transmissão e da ANEEL, a Rotina Operacional, que estabelece os procedimentos a serem adotados pelas empresas, visando à certificação da habilidade de seus operadores.

Em abril de 2001, foi concluído o processo de certificação de todos os operadores dos Centros de Operação próprios e contratados do ONS, o que se constituiu num marco relevante da busca da excelência nas atividades de operação de sistema do SIN.





Gestão corporativa

A gestão corporativa do ONS compreende um conjunto de atividades que oferecem suporte à infra-estrutura de toda a Organização: gestão financeira, gestão dos recursos humanos, da informática e telecomunicações, da administração geral das instalações, com todos os aspectos logísticos a ela concernentes.

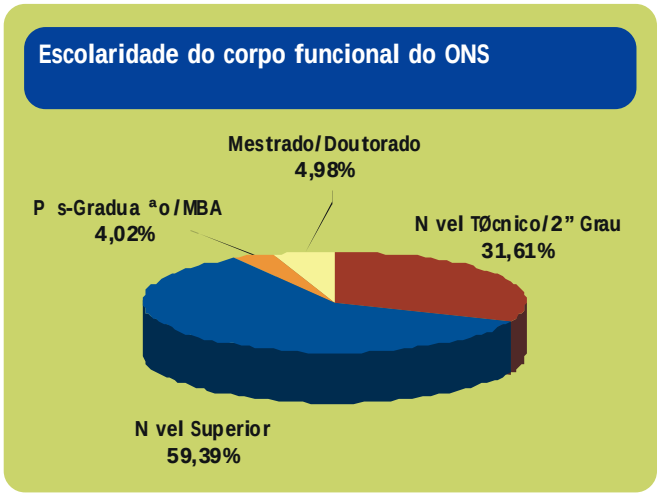
Gestão dos recursos humanos

O ONS, empresa cujo principal ativo é seu quadro de pessoal, prioriza seus recursos humanos e mobiliza sua moderna estrutura de RH para a captação, desenvolvimento e retenção de talentos.

No ano de 2001, as ações de recursos humanos focalizaram, prioritariamente, a adequação qualitativa e quantitativa do quadro de pessoal, a otimização e consolidação da atuação em termos de desenvolvimento de pessoal, benefícios, serviço social, medicina e saúde ocupacional.

Visando a melhorar o desempenho organizacional e a atender ao aumento da demanda pelas atividades do ONS — aumento esse fortemente influenciado pelas condições atípicas que caracterizaram o ano de 2001 —, foram selecionados, no mercado de trabalho, profissionais especializados para consolidar o quadro de pessoal da Organização, que encerrou o ano com 503 empregados.

A idade média do quadro de pessoal do ONS — atualmente 37 anos — vem sendo reduzida gradativamente em função da política de renovação implementada, que tem o programa de *Trainee* como importante fonte de recrutamento. Cabe ressaltar o elevado nível de qualificação do corpo funcional: 68% dos colaboradores têm escolaridade de nível superior e, destes, 9% apresentam formação complementar, como se pode observar no perfil de escolaridade representado no gráfico a seguir:



As ações de capacitação da força de trabalho do ONS receberam especial atenção: foram alocados, para esse fim, R$ 860 mil, o que equivale a um investimento *per capita* da ordem de R$ 1,7 mil e tempo médio de treinamento de 53 horas.

Implantado a partir do mês de maio, o Programa *Trainee*, de que participaram 25 novos profissionais, cumpriu seu principal objetivo de garantir a reserva técnica (Banco de Talentos) para atender à demanda da Empresa.

O Programa Administração de Projetos, realizado em parceria com a Universidade de São Paulo – USP, foi concebido para subsidiar os gestores com metodologia ajustada à implementação dos projetos do Plano de Ação do ONS. Capacitou 42 profissionais do Operador.

O convênio com a Universidade Federal de Pernambuco – UFPE, por sua vez, visou à transferência de conhecimentos e de tecnologia. Em conformidade com o convênio, a UFPE moldou o curso Sistemas Elétricos de Potência especialmente para atender às demandas do ONS, que participou com quinze representantes.

A área de RH tem atualizado constantemente suas sistemáticas de valorização de cada empregado. Para isto, utiliza tecnologias avançadas de avaliação de desempenho e de políticas de remuneração.

Em relação às melhorias dos processos de gestão de RH, merece especial atenção a ação de mapeamento das competências necessárias à execução das diversas atividades do ONS. Em 2001, com base nesse mapeamento, iniciou-se a implantação do Projeto de Gestão de Competência, através de projeto piloto.

Foram realizadas ações, dentro do Projeto de Formação de Times, com o objetivo de integrar as diversas equipes do ONS, envolvendo um total de 99 colaboradores. A área de RH também participou no projeto de endomarketing, criado pela Assessoria de Comunicação e Marketing, que promoveu vários encontros sociais, com a participação de cerca de 2 mil pessoas.

Durante 2001, foi também desenvolvido e implantado o Manual de Organização do ONS, em parceria com a Fundação José Bonifácio – Convênio COPPE/UFRJ, bem como a composição e organização do Manual do Gerente, que define e descreve a estrutura organizacional do ONS.





▸▸ Tecnologia da Informação – TI

A viabilidade operacional do ONS está calcada no conjunto de recursos de informática e de telecomunicação de que dispõe. Por isso, procedeu-se, durante o ano de 2001, a uma profunda reformulação da Gestão de Informática e de Telecomunicações, de modo a possibilitar o exercício de abrangente função de suporte tecnológico, oferecida a todas as áreas do ONS. Entende-se por suporte tecnológico o conjunto de atividades que possibilitem a utilização dos equipamentos de informática, dos recursos de telecomunicação e dos diversos programas aplicativos utilizados na Empresa, para atender a todas as necessidades operacionais, corporativas e administrativas. O ONS consolidou, nesse mesmo ano, um moderno parque de informática, que conta com cerca de 550 microcomputadores e 55 servidores.

A consolidação da infra-estrutura do ONS nas áreas de informática e telecomunicações inclui os aspectos associados aos equipamentos (*hardware*), *software* básico, política de segurança das informações, desenvolvimento e manutenção de aplicativos para as áreas administrativa, corporativa e operativa, bem como a disponibilização de recursos para a telecomunicação corporativa e operativa.

Durante o ano de 2001, o ONS fez importantes investimentos na reorganização da Área de Tecnologia da Informação, desenvolvendo um Plano Diretor e implantando suas recomendações, com destaque para quatro grandes metas:

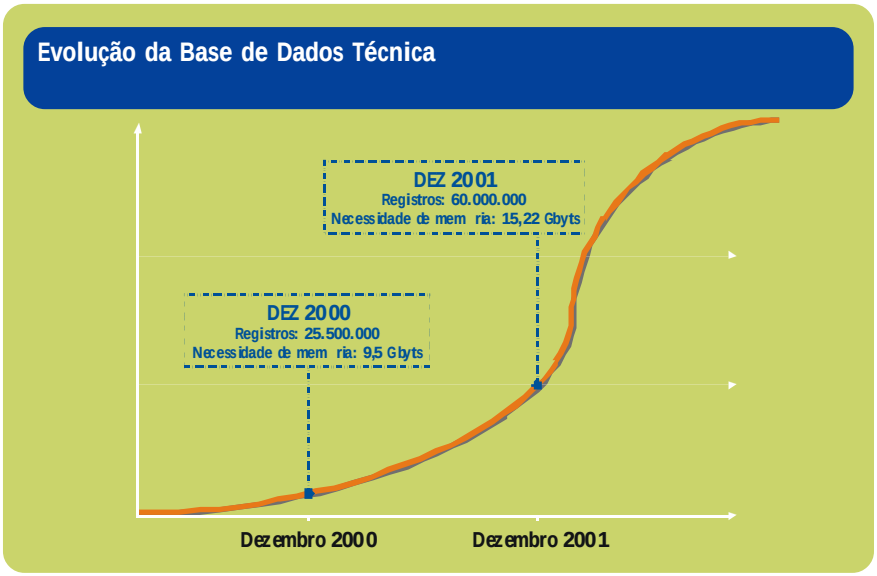
- revisão da organização e modelo de gestão de TI no ONS, com a implantação da nova estrutura da área de tecnologia da informação e a presença de analistas de negócio e de auditor de qualidade. Cabe aos primeiros a verificação constante das necessidades das áreas usuárias e a implementação de soluções otimizadas e integradas. Ao auditor de qualidade cabe verificar se os procedimentos de qualidade estão sendo observados, através de índices de medição estabelecidos para avaliar os trabalhos realizados;

- centralização da coordenação de todas as atividades que envolvem TI constantes do Plano de Ação. Têm sido priorizadas as implantações dos sistemas computacionais associados aos Procedimentos de Rede, à operacionalização da primeira fase do Sistema de Gestão Corporativo, à instalação do Sistema de Gestão Eletrônica de Documentos, à consolidação da infra-estrutura de informática corporativa e de telecomunicação corporativa e administrativa, à integração das bases de dados e sistemas legados do ONS e, finalmente, à concepção do Sistema de Informação Gerencial aos Agentes;

- gerenciamento qualitativo e integrado dos processos de TI, concebido para permitir uma integração matricial das diversas áreas do Operador através do estabelecimento de Acordos de Nível de Serviços entre as diversas áreas de infra-estrutura dos Centros Regionais de Operação do ONS. Nesse sentido, destaca-se a criação do Grupo de Administradores de Rede, que, em 2001 definiu e implantou estratégias de contingência para falhas de equipamentos computacionais; política de segurança das informações; estratégia e critérios para a expansão dos recursos de informática; e uma nova rede de telecomunicação operativa do ONS;

- implementação de área específica para a gestão da administração de dados, que, criada em 2001, desempenhou importante atividade de suporte tecnológico às diversas áreas do ONS durante toda a fase de racionamento de energia elétrica, provendo a Organização das informações necessárias à elaboração de relatórios situacionais enviados à ANEEL e à GCE. O desdobramento de sua atuação inclui a atividade de integração das diversas bases de dados existentes no ONS, bem como o estabelecimento de critérios e responsabilidades pela atualização de cada tipo de dado.

A importância da administração de dados pode ser observada na figura a seguir, que apresenta o crescimento da base de dados técnica do ONS. Essa base concentra os dados que integram diversos aplicativos do Operador: os relacionados à coleta de parâmetros e às características técnicas dos equipamentos da rede, aos históricos de dados de hidrologia, ao acompanhamento de dados de geração/carga/intercâmbio, ao planejamento de intervenções e de manutenção, às ampliações e reforços da Rede Básica e ao histórico da operação geral.



Sistema de Gestão Corporativa - SGC

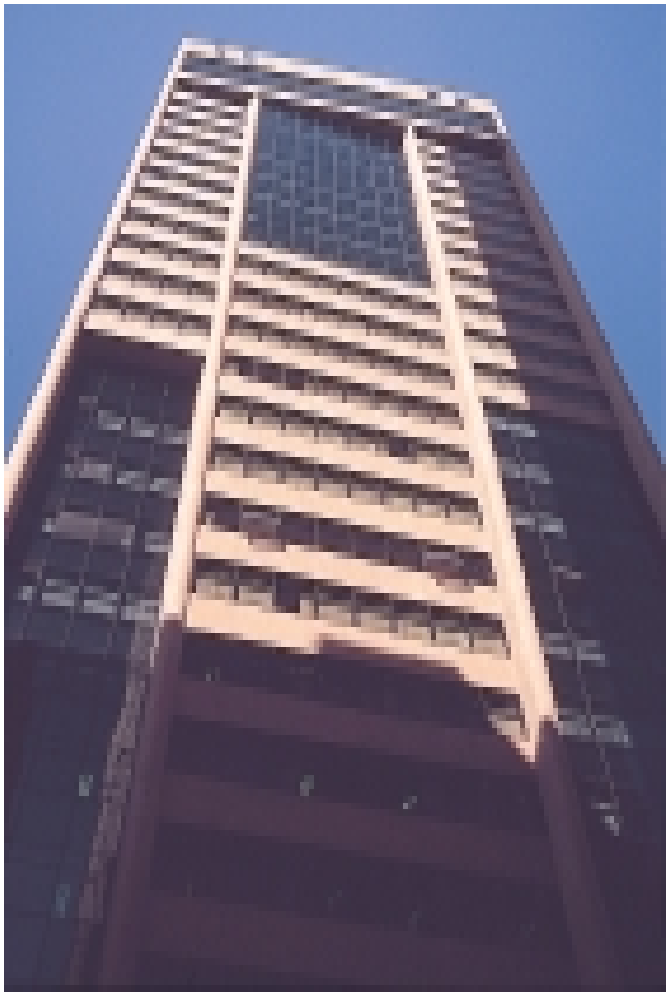
O Sistema de Gestão Corporativa – SGC, que teve sua primeira fase totalmente consolidada em 2001, permite que todas as rotinas administrativas (RH, compras etc.) e financeiras sejam operadas de forma integrada, agilizando a troca de informações, automatizando cálculos, eliminando papéis e formulários. Evitou-se a redundância de dados, e passou-se a ter, de imediato, as informações sobre as funcionalidades integrantes do sistema.

Atualmente, o SGC é responsável pelo processamento das informações contábeis e orçamentárias, pelos pagamentos, pelo controle e contabilização das viagens, controle dos bens patrimoniais, contas a receber e folha de pagamento. O Sistema controla o quadro de pessoal, a freqüência dos empregados e permite a gestão de RH. Possibilita, também, acesso via INTRANET para marcação de férias, controle de freqüência, visualização de dados cadastrais dos empregados e de seus dependentes.

O SGC foi adaptado às necessidades específicas do ONS, integrando todas as informações num único banco de dados, facilitando o trabalho de organização dos dados dos processos administrativos e financeiros.

A figura abaixo apresenta as principais áreas de abrangência do SGC.





›› Gerenciamento Eletrônico de Documentos - GED

Em 2001, foi realizado o processo de seleção do sistema para suporte ao Gerenciamento Eletrônico de Documentos – GED, conduzido pelo Grupo de Sistematização de Documentação (GSD) do ONS. O grupo definiu critérios para seleção do *software*, a fim de avaliar os sistemas oferecidos por diversos fabricantes.

A implementação do GED está sendo feita de forma criteriosa para atender às necessidades do ONS, iniciando-se com a identificação das características básicas para classificação e organização de todos os documentos do Operador.

O GED tem importância fundamental para o bom funcionamento da Organização, uma vez que permite o acesso imediato a todos os documentos elaborados pela empresa.

›› Implantação da intra-estrutura de informática e de telecomunicações

A consolidação da infra-estrutura de Informática e de Telecomunicação do ONS teve importante impulso durante o ano de 2001, fruto das metas estabelecidas pelo Plano de Ação 2001/2003. Os principais marcos dessa evolução foram:

- definição das características básicas da rede de comunicação e seleção de provedor, com vistas a fornecer suporte de dados e voz à operação do ONS e interligar todos os Centros de Operação, próprios e contratados;
- consolidação da rede de comunicações de dados para apoio às atividades corporativas, incluindo todos os Centros de Operação do ONS;
- complementação da infra-estrutura de centrais telefônicas e gravadores para os Centros Regionais Nordeste e Sul;
- contratação do sistema de videoconferência;
- desenvolvimento de plano de contingência para eventuais falhas nos servidores corporativos e implantação de política de segurança da informação;
- implantação de infra-estrutura de apoio à base de dados técnica do ONS; e
- modernização da infra-estrutura de informática do ONS, com a aquisição de 108 microcomputadores.

A administração dos recursos logísticos

A Administração dos Recursos Logísticos do ONS complementa as atividades de gestão do ONS, atuando como elemento facilitador para que todas as tarefas da empresa possam ser realizadas com eficiência. O conjunto de ações desempenhadas inclui a gestão do suprimento, dos ativos e de todas as instalações dos escritórios e Centros de Operação. Em especial, durante a fase de racionamento de energia no ano de 2001, a área de administração coordenou todo o processo de redução de consumo, alcançando as metas estabelecidas pela GCE, sem afetar a produtividade e o conforto dos colaboradores do ONS.

A gestão de contratos de prestação de serviços atingiu um nível de qualidade que permitiu estabelecer uma política de competição entre provedores, repercutindo na redução de 7% dos custos dos contratos existentes, no ano de 2001, em relação ao exercício de 2000.

Gestão econômico-financeira

A gestão dos recursos gerenciados pelo ONS alcançou, em 2001, a cifra de 113 milhões de reais, incluindo-se nesse montante a receita proveniente dos encargos de uso do sistema de transmissão e da contribuição dos associados. O ONS, como entidade sem fins lucrativos, buscou aperfeiçoar a utilização racional desses recursos, contando, a partir de 2001, com o apoio de um Sistema de Gestão Administrativa, que assegurou a compatibilidade entre os registros orçamentários e contábeis e um rígido controle dos dispêndios com investimentos e atividades permanentes.

Foram necessários esforços especiais para conciliar a atuação da área econômico-financeira diante dos impactos nas atividades do ONS e no desenvolvimento do seu Plano de Ação decorrentes do acentuado envolvimento da empresa na gestão do SIN, quando do racionamento de energia.

Em 2001, o planejamento financeiro do Operador teve de ser adaptado, sobretudo no que tange ao controle de dispêndios, para fazer frente aos reflexos da crise energética no equilíbrio econômico-financeiro dos agentes associados e para otimizar o gerenciamento dos recursos oriundos dos encargos de uso do sistema de transmissão e da contribuição desses associados.

O controle dos gastos, a reavaliação físico-financeira dos projetos do Plano de Ação e a renegociação dos contratos de bens e serviços permitiram o atendimento com eficácia à recomendação do Conselho de Administração, no sentido de adequar o orçamento aprovado pela ANEEL aos valores de dispêndios que já vinham sendo observados durante o exercício. Reduziu-se o orçamento do ano de 140,61 milhões de reais, aprovado pela Resolução ANEEL 408/01, para 132,14 milhões de reais. Foi, então, possível reduzir o valor inicialmente aprovado para a contribuição dos associados de 7,5 para 6,5 milhões. Mesmo assim os investimentos realizados chegaram a 24 milhões e 758 mil, correspondentes a 97% do orçamento revisado.

As demonstrações financeiras, apresentadas com este relatório, retratam o sucesso das medidas adotadas na área econômico-financeira, destacando-se a redução das despesas gerenciáveis com material e serviços de terceiros, a manutenção do nível da incidência de tributos e o gerenciamento adequado dos recursos.

SENHORES MEMBROS ASSOCIADOS
E PARTICIPANTES,

A Diretoria Executiva do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, de acordo com as determinações do Estatuto, apresenta o Relatório de Administração e suas Demonstrações Financeiras referentes ao exercício de 2001, acompanhadas do parecer dos Auditores Independentes sobre as Demonstrações Contábeis em 31 de dezembro de 2001.

1. RELATÓRIO ANUAL DA ADMINISTRAÇÃO

1.1 PRINCIPAIS MARCOS

1.1.1 A Gestão da Crise de Energia Elétrica

Assim como para toda a sociedade brasileira, também para o ONS o ano de 2001 foi marcado pela crise de energia elétrica. O Operador Nacional esteve diretamente envolvido desde a identificação da crise. Já em fevereiro de 2001, com base no acompanhamento das condições hidrológicas desfavoráveis do mês de janeiro e do início do próprio mês, o ONS alertou o Poder Concedente, através de Nota Técnica, sobre a gravidade da situação e a necessidade de aplicação de medidas de restrição de carga no Sistema Interligado Nacional (SIN). O ONS participou da Câmara de Gestão da Crise de Energia - GCE de forma ativa propondo metodologias, realizando estudos especiais, executando simulações energéticas e apresentando os resultados operacionais do sistema, de forma sistemática e rotineira, instrumentando assim a GCE na condução do Programa de Racionamento de Energia do país.

O Operador Nacional cumpriu sua missão institucional de orquestrar os recursos colocados à sua disposição pelas empresas de geração e transmissão, harmonizando a otimização econômica do despacho hidrotérmico com a segurança operativa das redes de transmissão, em busca do que é melhor para a sociedade. A situação de escassez de recursos hídricos exigiu do ONS uma gestão ainda mais intensa dos reservatórios das usinas hidrelétricas, compatibilizando o uso múltiplo da água na produção de energia, navegação, abastecimento e questões ambientais, o que demandou grande interação com a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, Agência Nacional de Águas - ANA, organismos federais e estaduais, e também com os agentes associados, cuja contribuição foi fundamental para a superação da crise.

Os estudos de planejamento e programação da operação realizados, bem como as ações desenvolvidas em tempo real pelo ONS permitiram obter as melhores condições de atendimento em compatibilidade com os requisitos das regiões que enfrentavam condições mais adversas, como por exemplo o expressivo fornecimento de energia da região Norte, que possibilitou amenizar o racionamento a que foram submetidos os consumidores da região Nordeste.

A gestão do Sistema Interligado Nacional - SIN durante a crise de energia trouxe consigo um novo desafio: comunicar à sociedade, em linguagem clara e voltada para um público não-especializado, questões complexas de natureza técnica. No relacionamento com a mídia, foi preciso conduzir um processo de transferência de informações, envolvendo desde as características do sistema elétrico, a produção e o transporte da energia, o comportamento do mercado, a gestão dos reservatórios, a importância de quando, quanto e onde ocorriam as chuvas, as limitações do sistema de transmissão, dentre muitas outras questões que até bem pouco tempo atrás não faziam parte de suas preocupações. O site **ons.org.br** mostrou ser uma poderosa ferramenta de comunicação. Com informações precisas e permanentemente atualizadas sobre níveis de reservatórios, curvas-guia, consumo e economia de energia, o endereço do ONS na internet tornou-se uma referência quase que obrigatória para a mídia, além dos analistas econômicos. O esforço de tornar transparente e compreensível a coordenação da operação do SIN foi recompensado com o reconhecimento da mídia e da sociedade, que se engajou de forma consciente no esforço de economizar energia e foi fundamental para o sucesso do programa de racionamento.

1.1.2 A Gestão do Plano de Ação 2001

Mesmo com as expressivas demandas representadas pelo envolvimento na gestão da crise de energia, houve significativos resultados na execução das atividades permanentes e dos projetos contemplados no Plano de Ação 2001, dentre os quais merecem destaque os apresentados a seguir.

Foi concluída a elaboração dos procedimentos de rede, que definem a atuação do ONS na condução de todas as suas atividades. Desenvolvidos com a participação dos agentes de geração, transmissão e distribuição, esses procedimentos constituem um conjunto de regras e critérios que são aprovados pelo Conselho de Administração do ONS e pela ANEEL. Especialmente em razão das complexidades técnicas que lhes são inerentes e da quantidade de interações necessárias à sua elaboração, a sua conclusão e seu encaminhamento à ANEEL foi um dos principais resultados de 2001.

As ações da área de operação, tendo por objetivo níveis cada vez melhores de qualidade e segurança, foram focadas no aprimoramento dos procedimentos operacionais, na atualização dos recursos tecnológicos e na evolução das habilidades pessoais.

Para a adequada instrumentalização da operação em tempo real, a qual tem por base as diretivas emanadas da programação eletro-energética, foram revisadas e implantadas 586 Normas e Instruções relacionadas a rotinas operacionais. Além da constante ação na otimização da operação integrada do SIN destaca-se a coordenação e liberação de mais de 25.000 solicitações de intervenção na Rede de Operação, sendo 4.614 liberações de equipamentos para manutenções e testes. As perturbações que demandaram ações de coordenação do ONS totalizaram 147, tendo sido elaboradas 115 análises de ocorrências.

Dentre as atividades de pós operação, ressalta-se a implantação da estrutura e rotina especial para elaboração do relatório semanal "Avaliação da Operação Eletroenergética - Regiões Sudeste, Centro Oeste, Nordeste, Norte e Sul", para atendimento a GCE – Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica. Para tanto foram informatizados processos relacionados ao tratamento de informações e elaboração automática de relatórios e apresentações, desenvolvidos métodos e processos para aperfeiçoar o acompanhamento dos níveis de armazenamento dos reservatórios e da carga das diferentes regiões do País. Foi ainda implantada sistemática de Análise Diária da Otimização Energética, com o objetivo de identificar alternativas para a máxima exploração energética do SIN, especialmente no contexto da crise de energia elétrica.

Para atendimento aos vários questionamentos e pedidos de esclarecimentos, tanto por órgãos de governo como pela mídia e outros segmentos da sociedade, em especial durante a crise de energia elétrica, foi estruturado um dossiê com documentos técnicos e legais relacionados à operação do SIN nos últimos dez anos, o qual foi utilizado também na elaboração das respostas requeridas.

Para atendimento ao disposto no Acordo Operativo ONS/MAE foi implantada rotina de apuração de disponibilidades de unidades geradoras, interconexões internacionais e conexões entre sub-mercados e a rotina de apuração dos dados hidrológicos. Foi também concluído e implantado no CNOS/COSR-N, o programa para coleta de informações de movimentação de unidades geradoras. Este programa permite também a geração de arquivos de dados para o MAE.

O processo de Modernização dos Sistemas de Supervisão e Controle dos Centros de Operação do ONS teve, em 2001, um ano de especiais realizações, destacando-se:

- A consolidação do sistema de supervisão e controle do Centro Nacional

de Operação, a partir da implantação e treinamento dos operadores na utilização das funções de análise de redes. Estas funções permitem estender a capacidade de observabilidade através da correção e estimação de grandezas da rede elétrica. O ONS promoveu um extenso programa de treinamento dos operadores de todos os seus Centros na utilização do moderno ferramental de análise de rede.

- A implantação de nova tecnologia de Sistema de Supervisão e Controle no Centro Regional de Operação Sudeste. Esta tecnologia desenvolvida substitui o antigo sistema existente quando o Centro foi recebido pelo ONS. Adicionalmente, com a participação do CEPEL, foi desenvolvida e implantada uma nova tecnologia de Processadores de Comunicação, que permite a interligação de novos Agentes ao sistema utilizando qualquer protocolo padronizado.

- A Modernização dos Sistemas de Supervisão e Controle dos Centros de Operação Nordeste, Norte e Sul teve seu marco inicial, a partir da assinatura do contrato comercial em abril de 2001 com a ALSTOM. Este processo convergiu para a aquisição de todos os equipamentos dos três centros, instalação de duas plataformas de desenvolvimento e extenso programa de treinamento de profissionais do ONS nestas plataformas. No estágio atual estão em curso os trabalhos para finalização do desenvolvimento dos centros, já tendo sido implantado, estando em início de operação, o do Centro Regional de Operação Nordeste.

O ONS, através do convênio firmado com o EPRI (Electric Power Research Institute) e com o CEPEL, vem promovendo a implantação de Modelo Padronizado de Informações (Common Information Model – CIM) no Centro Nacional de Operação do Sistema. Este modelo permitirá, através da adoção de padrões internacionais, a fácil inclusão de novos aplicativos produzidos por diversas empresas. No ano de 2001 este modelo foi implantado e testado em escala reduzida, permitindo aferir sua potencialidade. O próximo passo deste trabalho é a expansão da base de dados e a instalação de um Simulador para Treinamento de Operadores, preenchendo a carência existente no CNOS deste tipo de tipo de ferramenta.

A Base de Dados Técnica do ONS se afirmou em 2001 como um dos principais provedores de informações para apoiar as atividades de Planejamento, Programação e Operação do ONS. Esta base de dados, aliada ao Sistema de Informações Históricas (DOCS-12), proveu inclusive as informações necessárias para apoiar o processo de gerenciamento do racionamento de energia e a preparação de esclarecimentos ao governo, através da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica – GCE, tendo se firmado como um elo fundamental de integração de todas as informações e aplicativos técnicos do ONS. Atualmente se encontram armazenados cinco anos de informações da operação do SIN no Sistema Histórico envolvendo cerca de 30 milhões de registros na Base de Dados Técnica.

Como parte das ações de melhoria contínua dos processos e habilidades pessoais, foram concluídas, auditadas e mantidas as certificações, segundo as Normas ISO 9000, da operação em tempo real dos Centros de Operação próprios e daqueles contratados pelo ONS.

Na área de planejamento e programação da operação ressaltam-se os trabalhos de elaboração das metodologias, critérios e estudos especiais de atendimento energético, como o estabelecimento das Curvas Guias e metas de contratação de usinas térmicas emergenciais, que contribuíram para o sucesso na condução do Programa de Racionamento de Energia, através da Câmara de Gestão da Crise de Energia.

Da mesma forma, foram realizados durante o ano estudos que determinaram os limites de transmissão entre áreas e regiões, que permitiram as estratégias de operação de melhor utilização dos recursos energéticos disponíveis nas usinas para produção de energia elétrica em todo o SIN, buscando-se aproveitar a complementariedade entre os regimes hidrológicos das bacias, bem como sua sazonalidade.

A implantação no ONS de um sistema de informações meteorológicas, integrando variadas fontes de informações de imagens de satélites, dados meteorológicos, modelos de previsão de tempo e precipitação permitiu elevar a qualidade das previsões de afluências nas diversas bacias do SIN, garantindo maior confiabilidade nos estudos desenvolvidos no período de racionamento.

Na gestão da operação dos reservatórios, ressalta-se a integração do ONS com equipes da ANEEL, CESP, CGEET e Secretarias de Estado dos Transportes e de Energia de São Paulo na busca de soluções para problemas envolvendo a navegação pela hidrovia Tietê-Paraná, afetada pela operação das usinas instaladas nessas bacias hidrográficas.

No ano, foram realizados estudos pré operacionais, associados à entrada em operação de novas usinas hidrelétricas, termoelétricas e de interligações importantes de transmissão, tais como: UHE Santa Clara, UHE Manso, UHE Itiquira, UHE Lageado, UHE Machadinho, UTE Nova Piratininga, UTE Eletrobolt, UTE Macaé Merchant, LT 440kV Taquaruçu-Assis-Sumaré, LT 525kV Campos Novos-Blumenau, 2º transformador 500/440kV de Água Vermelha.

Foram também estudados os processos de enchimento dos reservatórios das usinas hidrelétricas de Lajeado e Machadinho, considerando os impactos no atendimento energético, meio ambiente e uso múltiplo da água.

Com relação à coordenação pelo ONS para liberação de equipamentos de transmissão e geração para manutenção, cujo processo é elaborado pelos agentes, destaca-se a análise no ano de 8.520 pedidos de desligamentos nos equipamentos de transmissão, os quais foram compatibilizados com as necessidades do suprimento energético durante o período de racionamento, garantindo a segurança da operação da rede elétrica e para atendimento às necessidades de manutenção dos equipamentos dos agentes.

A garantia da confiabilidade e da segurança da operação do SIN se desenvolveu através de uma série de atividades que abrangeu:

- revisão dos limites de transmissão entre áreas e regiões considerando-se novos critérios e novos níveis de riscos;

- revisão dos ajustes dos controladores das principais usinas existentes do SIN, bem como para as novas usinas;

- revisão/concepção de novos Esquemas de Controle de Emergência (ECEs) e Esquemas de Controle de Segurança (ECSs). Até o momento foram implantados os ECSs de Adrianópolis, Jaguara e Brasília Sul. Os ECSs de Itumbiara e Bandeirantes estão em fase final de comissionamento e o ECS de Assis em fase de projeto e fabricação;

- revisão dos ajustes das proteções para perda de sincronismo das interligações Norte/Sul e Sul/Sudeste.

Ainda no enfoque de aprimoramento de estudos de planejamento e programação da operação, foi dada continuidade ao aperfeiçoamento de novas versões do modelo Newave e à conclusão da validação do modelo Decomp, que possibilitará a total reprodutibilidade, pelos Agentes, dos resultados pertinentes no âmbito do Programa Mensal de Operação – PMO.

Foi dado prosseguimento a implantação do Sistema Integrado de Planejamento e Programação da Operação - SIPPOEE, que permitirá o controle da execução dos programas computacionais da cadeia de planejamento e programação da operação, compartilhando uma mesma base de dados. Já foram integrados neste sistema os modelos Newave, Decomp e os programas de previsão de vazão e previsão de carga.

Na área de administração da transmissão foram equacionadas mais de 70% das obras propostas no Programa de Ampliações e Reforços 2001-2003, o que deverá assegurar o acréscimo de mais 10.400 km de linhas de transmissão e de 19.128 MVA de capacidade instalada de transformação, ao Sistema Interligado Nacional, até o final desse horizonte.

Foi estabelecida uma metodologia para avaliação e quantificação dos benefícios energéticos e de confiabilidade pela antecipação de obras, principalmente as de interligação regional que possibilitam a obtenção de ganhos significativos para o SIN.

Em atendimento às solicitações formuladas pelos usuários do sistema de transmissão, foram emitidos à ANEEL 30 pareceres de acesso, dos quais cerca de 90% relativos a conexão de novas usinas ao sistema.

Para a apuração dos serviços e encargos do sistema de transmissão, foram emitidos aproximadamente 33.400 avisos de débito e crédito, envolvendo 74 agentes em transações que alcançaram um total de R$ 2,31 bilhões. Foram celebrados 76 contratos de transmissão, dos quais 8 relativos a novas modalidades de serviços, como o compartilhamento de instalações, cessão de direitos e obrigações e termos de distrato.

Relativamente à gestão da qualidade da energia elétrica, o ONS definiu os indicadores a serem monitorados e elaborou a especificação funcional de um sistema para o gerenciamento da qualidade da energia no SIN.

O ONS assumiu também a responsabilidade pela implantação e gerenciamento do Sistema Físico de Medição para Faturamento, elaborando seu plano de implementação. Esse sistema é de importância vital para o funcionamento do MAE na contabilização e liquidação, e para o próprio ONS no processo de apuração dos encargos de uso do sistema de transmissão.

Na área de gestão corporativa, alguns pontos merecem ser destacados. Em março de 2001 foi elaborado e aprovado Plano Diretor de Informática para o triênio 2001/2003, em que se destacam seis grandes metas: revisão da organização e modelo de gestão de Tecnologia da Informação (TI); alinhamento do plano de ação empresarial e as iniciativas de TI associadas; gerenciamento qualitativo e integrado dos processos de TI; implantação de área específica para a gestão da administração de dados; implementação de metodologia de desenvolvimento de software; e implementação da arquitetura de sistema de informação do ONS.

Também em 2001 concluiu-se a implantação da primeira fase do projeto do Sistema de Gestão Corporativa pelo ONS. Assim, todas as rotinas administrativas, financeiras e de gestão de recursos humanos passaram a ser executadas de forma integrada, agilizando a troca de informações, automatizando cálculos, eliminando papéis, formulários e redundância de dados, bem como fornecendo informações imediatas a todos os usuários.

As ações de capacitação de pessoal tiveram um investimento de R$ 860.000,00, que representou um tempo médio de 53 horas de treinamento por empregado. Merece destaque a implantação do programa de *trainees*, que mostrou ser uma importante fonte de recrutamento de profissionais capacitados e ambientados ao setor elétrico, cumprindo assim o principal objetivo de garantir uma reserva técnica contínua que atenda tanto a demanda da própria empresa quanto do setor elétrico como um todo.

Por meio de um Plano de Ação aprovado e homologado pelo órgão regulador, o ONS trabalha com diretrizes, programas e projetos buscando aperfeiçoar sua instrumentalização e os procedimentos operacionais necessários à otimização do suprimento de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional.

O Plano de Ação do ONS para o horizonte 2002/2004 foi preparado com base numa visão prospectiva dos principais desafios da organização e nas diretrizes necessárias para o desenvolvimento dos projetos e da execução das suas atividades permanentes num processo com grande participação de todos os seus níveis profissionais, da sua Diretoria Executiva e do seu Conselho de Administração, consolidando mais ainda o ONS no novo modelo do setor elétrico brasileiro.

1.2 ASPECTOS ECONÔMICO-FINANCEIROS

O Planejamento Econômico-Financeiro do ONS para o ano 2001 foi elaborado em total consonância com as ações contempladas no seu Plano de Ação, detalhando as necessidades de recursos tanto para a cobertura dos custos correntes fixos, relativos à operação do ONS, quanto os específicos ligados aos seus projetos de Custeio e Investimento em andamento, buscando dotar o Operador Nacional do Sistema Elétrico de toda a infra-estrutura e demais meios necessários ao cumprimento de suas atribuições.

1.2.1 Orçamento do ONS

O orçamento do ONS para o ano de 2001 aprovado pelo Conselho de Administração em dezembro de 2000, foi posteriormente homologado pela ANEEL através da Resolução nº 408, de 04 de outubro de 2001, no valor total de R$ 140.616 mil.

Tendo em vista a crise energética que implicou em sérias dificuldades para o equilíbrio econômico-financeiro das empresas, em outubro de 2001, atendendo orientação de seu Conselho de Administração o ONS elaborou uma revisão do orçamento aprovado através de uma avaliação criteriosa das atividades e projetos em andamento, considerando principalmente os seguintes pontos:

- Avaliação físico-econômica dos Projetos em andamento do Plano de Ação;
- Reavaliação e renegociação dos contratos de bens e serviços existentes.

A revisão, que reduziu o valor do orçamento para R$ 132.141 mil, foi submetida à aprovação da ANEEL em 25/10/2001. O ONS realizou no ano de 2001 gastos totais de R$ 127.832 mil que representaram uma redução de 9,1% em relação ao orçamento aprovado pela ANEEL.

Para viabilização do orçamento do ONS para o ano de 2001, além dos encargos de uso da transmissão e da contribuição dos associados, foram utilizados valores resultantes de financiamentos contratados, além de outros recursos provenientes de aplicações financeiras.

1.2.2 Encargos do Uso da Transmissão

A receita do ONS para este ano foi definida pela ANEEL, através das Resoluções nº 167/2000, de 31/05/2000, para o período janeiro a maio de 2001 e nº 244/2001, de 28/06/2001, para os demais meses do ano.

Durante o ano o ONS procurou manter a política de modulação de sua receita considerando os recursos necessários à viabilização do seu orçamento de custeio, resultando em significativo benefício, uma vez que os gastos com tributos mantiveram-se bem próximos do previsto originalmente. A receita faturada no ano de 2001 foi de R$ 105.549 mil.

1.2.3 Contribuição dos Associados

O valor anual, inicialmente aprovado no orçamento, relativo à Contribuição dos Associados foi de R$ 7.500 mil. Da mesma forma como no ano anterior, este valor foi considerado de acordo com o previsto no artigo 28 do Estatuto do ONS, no grupo de contas do Patrimônio, em conta intitulada "Reserva para Aplicação em Investimento".

Na revisão orçamentária submetida à ANEEL, o valor da contribuição foi reduzido para R$ 6.500 mil, dos quais foram faturados R$ 6.449 mil, em face do cancelamento do faturamento à Energy Works do Brasil Ltda.

O cancelamento foi decorrente das alterações dos cronogramas para implantação das Centrais de Cogeração da Energy Works Rhodia, Santo André e Paulínia, autorizadas através das Resoluções ANEEL 461 e 462, de 29/10/2001.

1.2.4 Captação de Recursos

Em 19/04/2001, o ONS firmou contrato de financiamento em moeda estrangeira, com o Banco do Brasil S.A. – BB, com recursos oriundos de linha de crédito firmada entre o BB e o Société Générale.

O financiamento está vinculado a 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 a ALSTOM BRASIL LTDA e ALSTOM T&D S.A.

O valor total financiado monta em EUR 5.424,6 mil, englobando os bens e serviços nacionais e importados e o prêmio de seguro de crédito contratado pelo Societé Générale com a Compagnie Française D'Assurance pour le Commerce Extérieur – COFACE. Serão também financiados os juros de 5,92% aa, incorridos durante o período de carência, os quais serão incorporados automaticamente ao saldo devedor.

O financiamento será amortizado em doze parcelas semestrais e sucessivas, com previsão de início em março de 2003.

Até 31.12.2001, foram desembolsados EUR 598,6 mil, sendo EUR 590,8 mil para aquisição de bens e serviços e EUR 7,8 mil relativos à incorporação de juros.

1.2.5 Outros Recursos

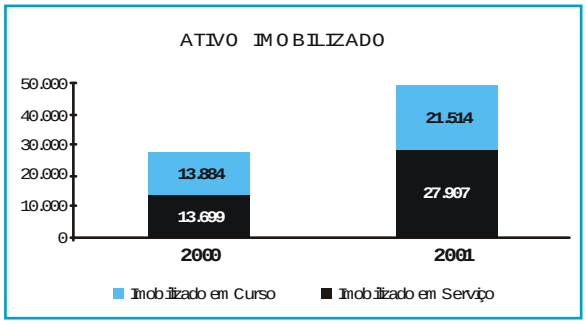
No ano de 2001, foram também utilizados para viabilização de seu orçamento, os recursos provenientes de suas aplicações financeiras.

Em 31 de dezembro de 2001, o saldo das aplicações no mercado financeiro montava em R$ 5.431 mil, significativamente inferior ao do exercício anterior, em decorrência de sua utilização para execução do programa de investimentos e da continuidade da política de modulação da receita.

Dentro de seu planejamento financeiro o ONS, a exemplo do ano anterior, continuou adotando uma política conservadora para aplicação das disponibilidades. Neste sentido, priorizou-se as aplicações de renda fixa escolhendo-se as melhores cotações em relação à taxa de variação do CDI.

1.3 ATIVO IMOBILIZADO

O total do Ativo Imobilizado do ONS em 31.12.2001 era de R$ 49.421 mil, superior em 79% ao de 31.12.2000. Deste total, R$ 21.514 mil estão em serviço e R$ 27.907 mil em curso. O gráfico a seguir demonstra a composição desses Ativos:



1.3.1 Investimentos

Em 2001, o ONS realizou investimentos no valor total de R$ 24.758 mil para o desenvolvimento do Plano de Ação 2001/2003, destinados principalmente aos programas de Aprimoramento dos Processos de Planejamento, Programação e Operação Eletroenergética, Aumento de Segurança, Controlabilidade e Observabilidade do SIN, Melhoria dos Processos de Implementação de Gestão e de sua Infraestrutura.

O crescimento do Ativo Imobilizado, em relação a 2001, resultou dos investimentos realizados, dos quais uma parcela já incorporada ao imobilizado em serviço, das deduções relativas à depreciação e dos ajustes de exercícios anteriores consignados em balanço.

1.3.2 Transferência dos Centros de Operação - COS

Encontra-se em fase de conclusão, a transferência dos Centros de Operação – COS da ELETROBRÁS e suas Controladas para o ONS de acordo com a Lei nº 9648/98. Para esse efeito, a ELETROBRÁS está preparando ofício ao Ministro de Estado de Minas e Energia solicitando a aprovação da transferência mediante a celebração de um contrato de compra e venda de ativos entre as partes, no qual deverá estar estipulada a forma de pagamento às empresas.

Os procedimentos para as transferências dos COS das controladas da ELETROBRÁS já foram aprovados pela ANEEL. Esses bens deverão ser transferidos com base nos seus valores contábeis apurados na data da transferência, enquanto que os ativos pertencentes a ELETROBRÁS deverão ser previamente avaliados, viabilizando sua transferência a preços de mercado.

1.4 RESULTADO DO EXERCÍCIO

No exercício de 2001, o ONS obteve um resultado negativo de R$ 432 mil contra R$ 2.090 mil em 2000, o que significa melhoria no nivelamento da receita e despesa, coerentemente com sua característica de entidade sem fins lucrativos. Para esse efeito, concorreram as adequações orçamentárias recomendadas pelo Conselho de Administração, a política de modulação da receita durante todo o exercício e o início da implantação do Sistema de Gestão Corporativa, permitindo maior confiabilidade no controle dos dispêndios.

1.4.1 Receita Operacional

A receita operacional líquida do ONS no ano de 2001 foi de R$ 96.318 mil, superior à do ano anterior em 26%, conforme discriminado abaixo:

(Em milhares de Reais)

ITENS	2001	2000
Receita Operacional Bruta	105.549	83.597
Deduções à Receita	9.231	7.405
Receita Operacional Líquida	96.318	76.192

1.4.2 Despesa Operacional

A despesa operacional apresentou um crescimento de 18% em relação ao exercício anterior, principalmente em decorrência da evolução das despesas de pessoal. Concorreram para o incremento dessas despesas, o aumento do quadro de 476 para 503 empregados, a concessão de reajuste salarial de 6%, a partir de setembro, e de abono equivalente a um salário em outubro e o efeito integral no exercício de 2001 dos benefícios relativos aos Planos de Saúde e Previdência.

Os dispêndios com Serviços de Terceiros situaram-se no mesmo nível do ano anterior e refletiram os trabalhos de desenvolvimento de sistemas de suporte técnicos e de gestão do ONS, e das necessidades decorrentes do racionamento de energia.

1.4.3 Receitas (Despesas) Financeiras

O resultado financeiro do exercício foi negativo em R$ 4.792 mil, significativamente inferior ao de 2000, em decorrência da menor disponibilidade de recursos para aplicações financeiras e da apropriação dos encargos e atualização monetária do empréstimo contratado com a ELETROBRÁS.

Foram apropriados como Receitas Financeiras R$ 2.726 mil, dos quais R$ 1.696 mil referentes a renda de aplicações no mercado financeiro.

As despesas financeiras atingiram o montante de R$ 7.518 mil, sendo R$ 7.503 mil referentes aos encargos do empréstimo da ELETROBRÁS e R$ 15 mil relativos a despesas bancárias.

1.5 AGRADECIMENTOS

A Administração do ONS manifesta seu agradecimento às autoridades federais, à ANEEL e aos seus membros associados e participantes pelo apoio e confiança manifestados durante o ano. Estende os agradecimentos ao seu Conselho de Administração, ao seu Conselho Fiscal, 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 2001.

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
Gerência Financeira

José Carlos Pacheco
Contador
CPF 040.525.287.00
CRC-RJ 023015-0/6

2. DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2001 E 2000

2.1 BALANÇO PATRIMONIAL - ATIVO

(Em milhares de Reais)

	2001	2000
CIRCULANTE		
Caixa e bancos	3.965	1.345
Aplicações financeiras	5.431	14.529
Encargos de uso do sistema de transmissão	10.761	4.442
Contribuição dos associados	31	368
Tributos e contribuições compensáveis	7.167	6.050
Outros	227	72
	27.582	26.806
PERMANENTE		
Imobilizado	49.421	27.583
Diferido	2.927	3.280
	52.348	30.863
Total do ativo	79.930	57.669

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

2.2 BALANÇO PATRIMONIAL - PASSIVO

(Em milhares de Reais)

	2001	2000
CIRCULANTE		
Fornecedores	11.900	1.983
Folha de pagamento	10	1.424
Empréstimos e financiamentos	6.958	696
Tributos e contribuições sociais	2.843	1.750
Obrigações estimadas	4.293	4.982
Credores diversos	298	376
	26.302	11.211
EXIGÍVEL A LONGO PRAZO		
Empréstimos e financiamentos	28.283	27.356
PATRIMÔNIO LÍQUIDO		
Fundo de reserva para investimento	25.345	19.102
Total do passivo	79.930	57.669

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

2.3 DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO DOS EXERCÍCIOS

(Em milhares de Reais)

	2001	2000
Receita operacional bruta		
Receita de encargos de transmissão	105.549	83.597
Impostos e contribuições sobre a receita	(9.231)	(7.405)
Receita operacional líquida	96.318	76.192
Despesas operacionais		
Pessoal	(51.687)	(40.713)
Material	(1.154)	(1.425)
Serviços de terceiros	(28.328)	(28.813)
Depreciação e amortização	(3.001)	(1.768)
Tributos e contribuições	(664)	(505)
Outros	(7.131)	(4.562)
	(91.965)	(77.786)
Resultado do serviço	4.353	(1.594)
Resultado financeiro		
Rendas de aplicações financeiras e outras	2.726	4.815
Encargos de dívidas e outras	(7.518)	(5.364)
	(4.792)	(549)
Resultado operacional	(439)	(2.143)
Resultado não operacional	45	53
Resultado do exercício antes da contribuição social e do imposto de renda	(394)	(2.090)
Contribuição social	(14)	-
Imposto de renda	(24)	-
Déficit do exercício	(432)	(2.090)

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

2.4 DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO NOS EXERCÍCIOS

(Em milhares de Reais)

	Fundo para aplicação em investimento	Fundo de reserva para investimento	Total
Saldos em 31 de dezembro de 1999	-	13.692	13.692
Contribuição dos associados	7.500	-	7.500
Déficit do exercício	-	(2.090)	(2.090)
Transferência para reserva de investimento	(7.500)	7.500	-
Saldos em 31 de dezembro de 2000	-	19.102	19.102
Ajustes exercícios anteriores	-	226	226
Contribuição dos associados	6.449	-	6.449
Déficit do exercício	-	(432)	(432)
Transferência para reserva de investimento	(6.449)	6.449	-
Saldos em 31 de dezembro de 2001	-	25.345	25.345

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

2.5 DEMONSTRAÇÃO DAS ORIGENS E APLICAÇÕES DOS RECURSOS

(Em milhares de Reais)

	2001	2000
ORIGENS DOS RECURSOS		
Nas operações:		
Déficit do exercício	(432)	(2.090)
Despesas que não afetam o capital circulante líquido:		
Depreciação e amortização	3.001	1.768
Juros s/ Empréstimo	3.271	
Variação Monetária de Empréstimos	3.351	
	9.191	(322)
De terceiros:		
Empréstimo e Financiamento	1.230	27.820
Dos associados:		
Recursos para aplicação em investimento	6.449	7.500

Total das origens	16.870	34.998
APLICAÇÕES DOS RECURSOS		
No ativo permanente:		
Acréscimo no imobilizado	24.759	19.698
Acréscimo no diferido	552	1.928
	25.311	21.626
Exigíveis a longo prazo transferidos para o circulante		
Empréstimos e Financiamento	6.924	464
Total das aplicações	32.235	22.090
Redução/Aumento do capital circulante líquido	(15.365)	12.908
Representada por:		
Ativo circulante	27.582	26.806
Passivo circulante	(26.302)	(11.211)
Menos - capital circulante líquido inicial	(15.595)	(2.687)
Ajustes Exercícios Anteriores	(1.050)	-
Redução/Aumento do capital circulante líquido	(15.365)	12.908

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

3. NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2001 E DE 2000

(Em milhares de reais)

3.1 NOTA 1 - CONTEXTO OPERACIONAL

O Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, nos termos do seu estatuto, é uma associação civil sem fins lucrativos, 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, que também definiu as suas atribuições.

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.

O ONS tem como principal fonte de receita uma parcela dos encargos de uso do sistema de transmissão. As contribuições dos associados feitas de maneira proporcional ao número de votos na Assembléia Geral, 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.

3.2 NOTA 2 - APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS

As demonstrações contábeis estão elaboradas e apresentadas de acordo com as práticas contábeis emanadas da legislação societária. No que se refere às normas da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, foram adotadas as determinadas pela Resolução nº 23, de 28 de janeiro de 2000.

3.3 NOTA 3 - PRINCIPAIS PRÁTICAS CONTÁBEIS

As principais práticas contábeis adotadas na elaboração das demonstrações contábeis podem ser resumidas como segue:

Reconhecimento dos efeitos inflacionários

Estão refletidos somente os efeitos das variações monetárias sobre ativos e passivos indexados em função de disposições legais e contratuais.

Critérios gerais de avaliação

a) Ativo Circulante

As aplicações financeiras são registradas pelos valores originais, acrescidos dos rendimentos auferidos até a data do balanço.

A contribuição dos associados está avaliada já deduzida da provisão das perdas prováveis para sua realização.

Os tributos e contribuições compensáveis são atualizados pela Taxa Selic, conforme legislação tributária vigente.

b) Permanente

O imobilizado está registrado pelo custo de aquisição e o diferido pelo valor dos custos incorridos. A depreciação e a amortização estão calculadas pelo método linear, com base nas taxas anuais, mencionadas, respectivamente, nas Notas 6 e 7.

c) Passivos circulante e exigível a longo prazo

Os empréstimos e financiamentos estão atualizados pelas variações monetárias, e os juros incorridos apropriados até a data do balanço (ver Nota 10). As demais obrigações da entidade estão registradas pelos valores conhecidos ou calculáveis, acrescidos, quando aplicável, dos correspondentes encargos e variações monetárias incorridos.

d) Resultado do exercício

As receitas e despesas são registradas pelo regime de competência de exercícios.

O resultado referente às atividades da entidade é incorporado ao patrimônio líquido ao término de cada exercício social.

As provisões para o imposto de renda e para a contribuição social são constituídas sobre o lucro tributável, ajustadas pelas adições e exclusões previstas na legislação pertinente, de acordo com as alíquotas vigentes (imposto de renda e adicional –25% e contribuição social –9%).

3.4 NOTA 4 - APLICAÇÕES FINANCEIRAS

As aplicações financeiras estão representadas, basicamente, por Certificados de Depósitos Bancários – CDB e Notas do Banco Central – NBC-e, conforme abaixo demonstrado:

	2001	2000
Certificados de depósito bancário:		
Banco BNL do Brasil S.A.	-	6.721
Banco Alfa de Investimento S.A.	3.561	2.163
Banco Safra S.A.	1.010	1.300
	4.571	**10.184**
Notas do Banco Central:		
Banco Real S/A	860	-
Letras Financeiras do Tesouro	-	4.327
Outras aplicações (Banco do Brasil S.A.)	-	18
	5.431	**14.529**

3.5 NOTA 5 – CONTRIBUIÇÃO DOS ASSOCIADOS

	2001	2000
Contribuição	37	368
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	–6	-
	31	**368**

3.6 NOTA 6 - ATIVO IMOBILIZADO

	Taxas anuais de depreciação	2001	2000
Imobilizado em serviço			
Intangíveis		4.731	2.478
Máquinas e equipamentos		16.985	10.024
Veículos		26	26
Móveis e utensílios		2.956	2.577
		24.698	**15.105**
(-) Depreciação acumulada			
Intangíveis	20%	(863)	(351)
Máquinas e equipamentos	10%	(1.848)	(620)
Veículos	20%	(16)	(10)
Móveis e utensílios	10%	(457)	(240)
		(3.184)	**(1.221)**
		21.514	**13.884**
Imobilizado em curso			
Intangíveis		19.870	11.244
Máquinas e equipamentos		2.985	1.006
Estudos e Projetos		3.467	1.377
Adiantamento a Fornecedor		1.585	-
Outros		-	72
		27.907	**13.699**
		49.421	**27.583**

Com a edição da Resolução nº 23, de 28 de janeiro de 2000, que aprovou o Plano de Contas a ser utilizado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, as taxas de depreciação usadas para equipamentos de informática e comunicação passaram a ser 10% a.a (até então eram 20% a.a.). As demais taxas permaneceram inalteradas.

3.7 NOTA 7 - ATIVO DIFERIDO

	Taxas anuais de depreciação	2001	2000
Custos			
Despesas pré-operacionais		1.416	1.416
Benfeitorias em imóveis de terceiros		3.326	2.930
		4.742	**4.346**
(-) Amortização acumulada			
Despesas pré-operacionais	20%	(850)	(566)
Benfeitorias em imóveis de terceiros	20%	(1.123)	(500)
		(1.973)	**(1.066)**
Ativo Diferido em Curso		158	-
		2.927	**3.280**

3.8 NOTA 8 – 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$ 7.207 mil, com vigência de um ano, com um prêmio total de R$ 24 mil. Os bens com contrato de leasing e os pertencentes a terceiros, no total de R$ 15.588 mil, estão segurados por um ano, com prêmios totais de R$ 57 mil.

3.9 NOTA 9 – TRIBUTOS E CONTRIBUIÇOES SOCIAIS

	2001	2000
Impostos		
Imposto de Renda	963	427
Imposto sobre Serviços	402	155
Cofins	247	103
Pis	54	22
	1.666	**707**
Contribuições Sociais		
INSS	764	705
Contribuição Sindical	16	9
Salário Educação	58	3
FGTS	339	326
	1.177	1.043
	2.843	**1.750**

3.10 NOTA 10 - EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

a) Composição:

	2001			2000		
		Principal			Principal	
	Encargos	Circulante	Longo Prazo	Encargos	Circulante	Longo Prazo
Moeda nacional						
Eletrobrás	56	6.902	27.054	232	464	27.356
Moeda estrangeira						
Banco do Brasil	-	-	1229	-	-	-
Total	**56**	**6.902**	**28.283**	**232**	**464**	**27.356**

b) O empréstimo com a ELETROBRÁS está sujeito a variação do IGP-M acrescido de juros e taxa de administração de 10% e 2% ao ano, respectivamente. O vencimento da última parcela está previsto para 30 de novembro de 2006.

c) O empréstimo com o Banco do Brasil S/A, utilizando linha de crédito deste junto ao Banc Société Generalle, está sujeito a variação cambial acrescido de:

- taxa de financiamento 5,92% aa;
- COFACE 8,47%;
- Imposto de Renda 15%;
- Comissão de Repasse 1,5% aa;
- Comissão de Compromisso 0,25% aa;
- Comissão de Administração 0,25%.
- Amortização: em doze parcelas semestrais e sucessivas a partir de março/2003 até setembro/2008.
- Empréstimo em moeda estrangeira equivale a EUR 599 mil, contabilizado no exigível de longo prazo.

3.11 NOTA 11 - OBRIGAÇÕES ESTIMADAS

	2001	2000
Provisão de férias e encargos sociais	3.484	2.921
Provisão de serviços prestados	161	1.407
Provisão de aluguel de condomínio	610	654
Imposto de Renda e CSSL	38	-
	4.293	**4.982**

3.12 NOTA 12 - CREDORES DIVERSOS:

	2001	2000
Previdência Privada	277	319
Outros	21	57
	298	**376**

3.13 NOTA 13 - PLANO DE PREVIDÊNCIA COMPLEMENTAR:

O ONS patrocina o plano de previdência privada para seus empregados, administrado pela Fundação Eletrobrás de Seguridade Social – ELETROS. O ONS contribui com, no máximo 5% de sua folha de pagamento líquida, tendo contribuído neste exercício com R$ 1.122 mil, equivalente a 4,19% da folha anual. 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$ 286 mil, equivalente a 1,07% da folha anual. 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$ 160 mil, equivalente a 0,60% da folha anual.

3.14 NOTA 14 – AJUSTE DE EXERCÍCIOS ANTERIORES

Referem-se a ajustes de exercícios anteriores no montante líquido de R$ 226 mil, provenientes de erros ocorridos quando da implantação e processamento do Sistema de Gestão Corporativa, a saber: R$ 824 mil relacionados ao ativo imobilizado e R$ 1.050 mil referentes às operações das contas de encargos sociais de férias e de 13º salário e a fornecedores.

PARECER DOS AUDITORES INDEPENDENTES

Aos
Administradores do
Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS

1. Examinamos os balanços patrimoniais do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS levantados em 31 de dezembro de 2001 e de 2000 e as respectivas demonstrações do resultado, das mutações do patrimônio líquido e das origens e aplicações de recursos correspondentes aos exercícios findos naquelas datas, elaborados sob a responsabilidade de sua administração. Nossa responsabilidade é a de expressar uma opinião sobre essas demonstrações contábeis.

2. Nossos exames foram conduzidos de acordo com as normas de auditoria e compreenderam: a) o planejamento dos trabalhos, considerando a relevância dos saldos, o volume de transações e o sistema contábil e de controles internos da Entidade; 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 Entidade, bem como da apresentação das demonstrações contábeis tomadas em conjunto.

3. Em nossa opinião, as demonstrações contábeis acima referidas representam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS em 31 de dezembro de 2001 e de 2000 e o resultado de suas operações, as mutações do seu patrimônio líquido e as origens e aplicações de seus recursos referentes aos exercícios findos naquelas datas, de acordo com as práticas contábeis emanadas da legislação societária brasileira.

Rio de Janeiro, 01 de março de 2002

BOUCINHAS & CAMPOS S/C Auditores Independentes
CRC-SP-5.528/O-2-S-RJ

Sérgio Bastos Estruc
Contador-CRC-RJ-20.078/O-2

PARECER DO CONSELHO FISCAL

Os membros do Conselho Fiscal, no uso das suas atribuições estatutárias, apreciando as demonstrações financeiras que lhes foram apresentadas, referentes ao exercício de 2001, e considerando o exame final realizado, para o qual contaram com o parecer da BOUCINHAS & CAMPOS 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 2001.

Rio de Janeiro, 18 de março de 2002.

Adalberto José de Campos Filho

Hélio Lopes Carvalho

Márcio Nascimento Magalhães

MESSAGE FROM THE PRESIDENT

The year 2001 was undoubtedly atypical for the national electric sector in Brazil, particularly for the National Operator of the Electric System – ONS. The load constraint measures applied to the National Interconnected System – NIS, in view of the unbalance between energy load offer and demand, placed the essential service called ***electric energy*** on the country's daily priority list. The society at large, after decades of unrestricted use, had to learn to live with an energy-rationing program. Two facts became immediately apparent: firstly, electric energy is a limited asset and secondly, that the energy supply risk resulting from a system heavily dependent on hydro electricity is a reality. In regard to this latter fact, emphasis must be given to the delays in investments made in the sector that increased the system's vulnerability in a significant way, principally when associated with critical hydrological conditions. This set of adverse factors was felt in 2001 bringing the system to a state of regulation capacity exhaustion and as a consequence, a crucial power shortage. To further complicate the situation, the Sao Francisco river basin in the Northeast region suffered the worst inflows registered in the last 70 years. The facts have proven that the characteristics of the energy industry in Brazil, because of its production structure, demands continuous investments linked to rigid energy supply evaluation mechanisms and project controls so as to insure meeting the needs of a decidedly growing market. We must also remember that an adequate energy supply requires preventive strategic actions made well in advance of the facts while keeping in mind the delicate balance between supply and demand and the general reliability of the electric system.

Within the context of the present difficulties, we must acknowledge the competence of the Federal Government that created the GCE, the Electric Energy Crisis Management Council and implanted the Energy Rationing Program, beginning in the Southeast/Midwest and Northeast regions and later in the North region. ONS actively participated in the GCE proposing methodologies, conducting scenario studies and energy simulations to collate with the systems operational results and offer subsidies to the GCE to help achieve its mission. ONS also played a relevant role in the process of institutional communication, transforming its newly gained visibility into an opportunity to, in a transparent way, inform society of the real energy crisis situation and of the urgent need to reduce energy consumption as well as point the way to the safest route for coming out of the rationing program.

This extenuating crisis management challenge put ONS personnel teams and processes to the test, all of which demonstrated their efficiency in every aspect including such areas as corporate management, planning and programming and the integrated operation of generation and transmission resources, even testing the multiple relations and obligations in relation to its associate agents, support of the Government Authorities, and its communication of information passed on to society at large. Mention must also be made of the work done in strong alliance with the ONS Administrative Board that extended permanent support to the Executive Directory during the entire process, and of course with ANEEL who in its exercise of regulatory functions in support of the GCE, enormously facilitated the development of all ONS activities.

However, even though the results were satisfactory, the lessons learned were still better and the aftermath of this experience, ever present, has revealed the many paths to follow in the constant search for excellence and harmony between energy optimization and operative safety in the transmission system, where the clear objective is to guarantee a continuous quality supply of electric energy. To reach this end, there is an imperative need for continuous improvements in the resources and processes that will help perpetuate ONS competence by acting as a catalyst for assuring technical-operational synergy in the National Interconnected System that because of its intrinsic characteristic of strong interdependence, must be operated in an integrated manner constituting a veritable condominium.

It is certain that to achieve this synergy, the National Operator has orchestrated a web of efforts involving partners such as Consulting Firms, Research Centers, Universities and worthy of special mention, Electric Energy Companies – ONS associate members, who parallel to their own objectives, have given unconditional support to the strategic actions taken by ONS in the implantation, consolidation and evolution of its work – the tangible results of which are briefly described in this report.

Within the framework of specific ONS activities realized in 2001 many significant milestones were laid based on a tripod of resources namely: the modern management of human resources, the utilization of advanced techniques to recruit and train personnel; results-oriented technologies and; highly improved processes including the consolidation of the Grid Procedures which were concluded and forwarded to ANEEL for final approval on July 23 of 2001.

In fact, because of the peculiar characteristics of the National Interconnected System, ONS could only make use of the most efficient and modern resources available in the world, being both able and qualified to utilize cutting edge technology developed specifically for Power Systems Operations. In this context, it is worthy of noting that ONS has not only acted as an importer of latest generation technology, today seen as a benchmark in the country, but has also developed its own unique solutions which are capturing the interest of other countries engaged in similar processes. It is important to point out that the efforts made to develop and enhance solutions was made possible by an investment budget of nearly 27.7 million reals which corresponds to 18 per cent of the ONS annual budget of 132 million reals. This represents roughly 0.4 per cent of the revenues generated by the electric energy sector running close to 138 billion reals in 2001.

The autonomy and flexibility of the ONS management team has collaborated decisively with this rapid evolution and has provided determinant elements in order to make viable in a very short period of time, the use of the most modern innovative electric industry technology in operation today. We are finely tuned with what is happening at the most advanced operators in the world and at the same time, being aware that in spite of the efforts being made, there will always be something new to face. This dynamism is fundamental to the responsible attitude and professional posture of ONS.

It is also worthy of mentioning that the permanent definitions provided by the government entities, translated into legislation and regulatory guidelines for the electric sector, together with the set of policies and strategies designed by the Federal Government such as the work done by the GCE and the participation of the sector Agents and their representatives in the Administrative and Fiscal ONS Boards, all have been important facilitators to the work realized by ONS. It is based on these strong allies that ONS has had the power and authority to conduct the National Interconnected System, based on a holistic vision, to enforce its values and mission that, since its conception and first planning stages, proposed the utilization of all available energetic resources, independent of any ownership structure, as if these different components were one, with the purpose of guaranteeing society the best possible results.

And it was and is in this way, even in the face of an unprecedented energy crisis in which the country had to live with a reduced power supply through most of 2001, that the Brazilian electric sector showed itself capable of presenting solutions both viable and efficient in the management of this situation, proposing the best corrections and charting a path to the new sector model and at the same time stimulate greater investment. The energy shortage also helped to bring into evidence the importance of a finely integrated operation capable of commanding and harmonizing an optimized energy production involving all generators, through transmission systems both safe and reliable.

Once again it is important to point out that the efficiency of ONS is in large part, the result of a close relationship with the Ministry of Mines and Energy, ANEEL, ANA and MAE as well as all other sector Agents who have proportioned information and guidelines so that all the activities attributed to ONS can be successfully realized with transparency and autonomy. These indeed are the basic premises necessary for the adequate functioning of the new sector model and in regard to ONS; these same premises are indispensable pre-requisites that allow the full and correct compliance of all the attributions delegated by Law. ONS is an institution without commercial objectives, without "*parti pris*", always seeking to provide non-discriminatory treatment of all Agents, respecting their respective interests and in first instance, the collective interests of the sector and the nation.

It is important to point out that the National Operator by itself cannot guarantee full supply of the growing electricity demand. The operation optimization must be linked to the presence of forethought planning that envisions a long-term horizon related to the future offer expansion and to investments in the diversification of the national energy matrix, where an amplification of the thermal presence and the implementation of a secondary market dealing in natural gas will collectively, together with the hydro production base, guarantee the needed energy supply. This fact calls attention to the importance of work being carried out by the CNPE and the MME/CCPE.

The consolidation of the Wholesale Energy Market is equally important as it guarantees a solid ambience for the commercial transaction of "non-contracted energy" which is an ever-growing part of the electric sector.

And so, looking back at 2001, we must not forget to highlight that the work realized by ONS was only possible thanks to the support, enthusiasm and high performance of its technical and corporate teams aligned with the collaboration and orientation received from the Ministry of Mines and Energy, ANEEL and all of the ONS associate Agents, through the efforts of our Administrative and Fiscal Boards. As the Director President, I wish to extend my thanks to all those who shared in the work and excellent results achieved in 2001 and for the successes which will certainly be reached in the years to come.

To finalize, our deepest gratitude must also be extended to all the consumers of electric energy and the Brazilian society at large who consciously embraced the electric rationing program which was the decisive factor in overcoming the energy crisis, proof that anything is possible when individual and collective efforts are made in the name of a worthy cause.

MARIO FERNANDO DE MELO SANTOS

THE OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS

The Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS is a non-profit private civil association instituted in 1998 by Federal Law 9,648/98 and by Decree 2,655/98, authorized to begin activities by ANEEL Resolution 351/98.

The ONS core mission is coordinating and controlling the electric power system integrated operation and to manage transmission services in the ***National Interconnected System – NIS*** assuring a reliable, economical quality supply of electricity to all consumers.

ONS has been attributed with the following activities:

- Operation planning and programming and the centralized dispatch of generation;
- Supervision and coordination of the electric systems Operation Centers;
- Supervision and control of the national and international interconnected power systems;
- Contracting and administration of transmission services, access to the Main Transmission Network and Ancillary Services;
- Formulating proposals to ANEEL for approval of expansions and reinforcements to the Main Transmission Network;
- Definition of the rules for operation of the Main Transmission Network.

With a Head Office in Brasilia and a Central Office in Rio de Janeiro, ONS is composed of a Presidency and four Executive Directories, a National Operation Center in Brasilia and four Regional Operation Centers located in Brasilia (for the North Region), Rio de Janeiro (for the Southeast / Midwest Regions), Recife (for the Northeast Region) and Florianopolis for the South Region. The company also maintains two decentralized study groups, one in Recife and the other located in Florianopolis, to the south.

ONS associate members represent the important players in the electric sector today. They include the Generation, Transmission and Distribution Companies and Importers, Exporters, Free Consumers. There is also a representative from the Ministry of Mines and Energy who detains veto powers over issues that could conflict with government directives and policies established for the sector. The Board finally includes representatives from the Consumer Councils in Brazil.

THE NATIONAL INTERCONNECTED SYSTEM

The National Interconnected System – NIS, the hub and focus of all ONS actions, attends nearly 98% of the electric energy market in the Country. Among its main characteristics we find a generation park, made up of predominantly hydroelectric plants (nearly 93% of the installed capacity), backed by several reservoirs operating under a multi annual regulation regimen – several of them having different owners are located on the same rivers – and an extensive main electric transmission network that interconnects practically the whole country.

Hundreds of perennial and seasonally torrential rivers are distributed throughout the geographic regions of the country. They present differentiated pluvial characteristics, not only from one region to the next, but also throughout the year, demonstrating well defined wet and dry seasons. There are fourteen main hydrographic basins in Brazil, where nearly 80 hydroelectric plant reservoirs are located, basins centered around the Amazon, Doce, Grande, Iguaçu, Jacuí, Paraná, Paranaíba, Paranapanema, Paraíba do Sul, Parnaíba, São Francisco, Tietê, Tocantins and Uruguai rivers. Most of the hydrographic basins, covering a vast territory, present meaningful water elevation differences between their sources and mouths. In the past, such topographic conditions allowed the construction of important regularization reservoirs at the heads of the main rivers that are born out of the high central region of the country. Thus, Brazil benefits from this multi-annual regularization capability, with enough water reserves to support most of the unfavorable hydrological periods.

The transfer of energy from the production centers to the main consumer areas is carried out by means of an extensive transmission network that additionally facilitates the optimization of the energy resources formed by the different regions of the country.

Thermal plants also play a relevant strategic role, because they guarantee a higher level of supply safety when periods of unfavorable hydrologic conditions occur, helping to compensate for the reduction in generation at the hydroelectric plants. They have the clear advantage of being able to be constructed close to consumer centers and demand much less time to erect.

The more flexible the thermal plants are in relation to generation dispatch, the better they will be utilized for the system's needs. Furthermore, thermal plants contribute significantly to increasing electrical supply safety and voltage control of the system.

▸▸ INSTALLED GENERATION CAPACITY

The installed generation capacity in the National Interconnected System at the end of 2001 totaled 67,987 MW, representing an increase of 3.4% in relation to the installed capacity in the previous year.

There was an addition of 1366 MW in hydraulic generation capacity and 864 MW from thermal sources. Noteworthy are the increases realized at the hydro plants: Itá (290 MW – unit 5), Porto Primavera (311,6 MW – units 9,10 and 11) and Lajeado (180 MW – unit 1); and the thermal plants: Eletrobolt (350 MW), Macaé Merchant (315 MW) and Cuiabá (180 MW – unit 3); as well as the re-energizing of 10 generation units at the Porto Primavera Plant (92 MW).

The graph and tables shown on page 9 show the nature and the regional division of the installed generation capacity in the NIS.

▸▸ THE MAIN TRANSMISSION NETWORK

The Main Transmission Network is subjected to careful ONS administration and consists of transmission lines that operate at a voltage equal to or greater than 230 kV, along with the substations whose bus bars operate at the same voltages. This network, interconnecting different regions of Brazil, is being attributed with a growing systemic importance on a national scope.

The extension of the Main Transmission Network, as of December 2001, was just over 70,033 km in T lines, representing an increase of 999 km (1.5%) in relation to the year 2000. In 2001, the capacity for transforming voltage greater than 230kV was roughly 159,807 MVA, which represents an increase of 5,916 MVA (3.8%) in relation to the same capacity in the year 2000.

The table shown on page 9 shows data related to the evolution of the transmission system and the transformation capacity of the Main Transmission Network in the years 2000 and 2001.

▸▸ ENERGY LOAD

In 2001, the NIS energy load which corresponds to all the energy consumed in this System, including technical and commercial losses totaled 330,404 GWh, in other words, it was 8.3% less than in 2000. This reduction is due to the energy-rationing program introduced from the period of June to December, adopted as a result of the energy crisis, especially in the Northeast and Southeast/Midwest regions.

The figure and table illustrated on page 10 show the energy load by region in the years 2000 and 2001, and the respective increase rates in percentiles.

DEMAND LOAD

The verified demand load in the NIS – which represents the maximum power integrated on an hourly basis in the period of peak demand in MWh/h – was 55,099 MWh/h in 2001, an increase of 1.4% over the same period in 2000. This demand occurred in an atypical fashion in the month of April 2001, due to the fact that the period in which it usually occurs – June to August – was part of the energy-rationing program that had been implemented at that time.

The table on the right of page 10 shows the demand load for the NIS by region for the years of 2000 and 2001, as well as the variation rate between those two years.

GLOBAL ENERGY BALANCE IN THE NIS

The figure below shows the energy balance of the NIS, in GWh, for the year 2001, indicating by region: the energy load; total generation; numbers for inter-regional exchanges; the generation from the Itaipu hydroelectric plant for Brazil; and the international energy exchanges.

Its important to highlight the role played by the interregional energy exchanges in attending the interconnected system, reflecting the crucial nature of the electro-energetic integration and the coordination actions carried out by ONS, constantly striving for the total optimization of the country's energy resources.

During 2001, as seen in the figure above, a significant contribution by the North region and by the Southeast/Midwest regions was verified, through the exportation of 7,844 Mwmed (1Mwmed = 8,760,000KWh in the year), which corresponds to 28% of its total production. The South region contributed with 14% of its production for the supply of the Southeast/Midwest regions.

The facts evidence the importance of the integration of the Brazilian System to those of the neighboring Latin American countries, especially with Argentina through the Garabi-Rincón interconnection.

THE ELECTRIC ENERGY CRISIS

EVOLUTION OF THE CRISIS AND ONS ACTIONS

Throughout 2001, ONS faced the challenge of managing the power system resources in a period of major water shortages, always taking care to reduce as much as possible, the impact of the crisis on society as a whole. In this special context, ONS was able to maintain the optimization of the hydrothermal dispatch, harmonizing it with the operational safety of the main transmission network and assuring the guarantee of reliability and continuity of the electric supply in the NIS.

This experience proved that managing the electric energy supply in a system with a predominant hydroelectric basis is a complex process. This was especially true because, in the past few years, the evolution of the reservoir storage levels in the System led to the loss of its multi year regulation capacity resulting from the critical hydrologic conditions, especially in the Northeast region, not to mention the delays in the time tables for the implantation of the generation and transmission projects underway in the NIS.

An analysis carried out by ONS, in the beginning of 2001, pointed out the great difficulties to be experienced in the supply of electric energy in the Southeast/Midwest and Northeast regions. Due to the loss of the NIS multi annual regulation capacity, aggravated by a reduction of inflows in 2001. Storage in the reservoirs in these regions was only 30% of the maximum capacity. Based on these evaluations, ONS informed the government authorities of the seriousness of the situation and of the need to apply load restrictions in those regions. ONS also indicated that the North and South regions did not need immediate restrictive measures, nonetheless, to preserve the principle of regional equality, those regions should be included in the load contingency plan, from the moment that their interregional transmission capacities were not being completely exploited.

As a result, the Federal Government created the GCE – Electric Energy Crisis Management Council and implanted the Energy Rationing Program in the Southeast/Midwest and Northeast regions (Provisory Measures 2.147 of May 15th and 2.198 dated August 27/2001). Since then, ONS has actively participated in the GCE and in the weekly workgroup meetings, proposing methodologies, carrying out studies, preparing simulations and presenting operational system data.

The directives issued by the GCE were in consonance with ONS values. Complete transparency was evident throughout the whole process of institutional communication. Additionally, synchronization among the parties involved was reflected in the uniformity of information given to the media. It was possible to satisfy the growing demand for information quickly with precision, all of which contributed to the indispensable involvement of the general public in the energy rationing program.

At the same time that ONS responded to the public's demand for information, it concentrated on finding a solution to the energy supply problem. By following directives and technical proposals made by ONS, the Rationing Program was initiated in June affecting all consumer classes, observing differentiated criteria defined by the GCE in order to reduce the impact on the public and the economy. At first, a goal was established to reduce 20% of the global consumption of energy, in relation to the verified values for the period of May/June and July of 2000, in the Southeast/Midwest and Northeast regions.

Starting in August, the system experienced a visible reduction in the generation capacity of the Tucuruí hydro plant, in Pará State, due to low water inflows, well below the historic average for the Tocantins River basin. As a result, it was not possible to maintain the maximum exchange of energy from the North region to the Northeast and Southeast/Midwest regions and, at the same time, attend the region's own energy market. This fact led ONS to recommend that the North region be included in the load contingency policy.

This decision was made in a meeting that included the President of the Republic and the Governors of the North region states. On this occasion ONS played a fundamental role in the definition of the entire technical bases necessary for the implementation of the Program.

With the Federal Government's support of ONS indications and after several meetings with the governors of the region, the GCE decided to include the North region in the Rationing Program, which was initiated on August 15 for industrial consumers and August 22 for all other consumer classes in the region. The rationing goal percentage was 20% in relation to the months of July, August and September of 2000, and the objective was to maintain a minimum interchange of at least 800 Mwmed for the system in the Northeast region.

In the context of a crisis of unprecedented dimensions in the country, it is important to note that the South Region – in virtue, not only of the favorable hydrological conditions and the going on-line of the Itá and Dona Francisca plants, but also because of the Brazil/Argentina interconnection – maintained an energy surplus during all 2001 fully attending its own energy needs and additionally contributing to the recovery of reservoirs in the Southeast/Midwest and Northeast regions. Even though existing transmission constraints made it impossible to transfer the maximum amount of energy from that region to the Southeast/Midwest area, the profound awareness of the local governments, along with the united effort of the population, resulted in a decrease of the use of energy of 7% in relation to the demand forecasts for the year.

ENERGY BALANCE DURING THE RATIONING PERIOD

The table displayed on page 15 shows a summary of the NIS energy balance during the rationing period in 2001. It demonstrates the importance of the Southeast/Midwest region in the question of energy integration and thermoelectric generation. In relation to the Northeast region, the predominance of hydroelectric generation can be observed, in other words, how much that region is dependant on hydrology. It also shows the importance of the energy integration for the Northeast region that is carried out through the importation of energy from the North and Southeast regions. In determined months of the year, the South region supplied valuable energy to the Northeast region. In this kind of situation, adopting special operational procedures was necessary, such as the shutdown of the Apolônio Sales and Paulo Afonso I, II and III plants in order to maximize the productivity of hydraulic generation in the São Francisco River, which was facing the worse drought in its history.

In the Northeast region, to maintain the goal of a 20% reduction of the load, it was necessary to widen the limit for the importation of energy from the North region. The quota increased from 1.000 MWmed to 1.300 MWmed. The achievement of this goal, in which decisions and risks were thoughtfully balanced, was an eloquent example of the importance of the integrated management coordinated by ONS.

HYDROLOGIC BEHAVIOR

In the Southeast/Midwest region, there was a significant diversity in the spatial distribution of inflows throughout the year. In the basins for

the Grande and Paranaíba Rivers – which concentrate nearly 68% of the storage capacity of the NIS – the inflows reached, at the Paranaíba and Grande riverheads, values of only 30% and 41% of the historic averages respectively. In the Tietê, Paranapanema and Paraná River basins, where plants are found with small sized reservoirs and, consequently, with little influence in the total water storage capacity of the system, the inflows were very near the long-term historic averages.

In the Northeast region the situation was even more critical. In 2001, as we have already seen, the worse inflows in the history of the São Francisco river were registered, corresponding to 52% of the average of the last 70 years. In addition, the sequence of natural outflows to the reservoir at the Sobradinho hydroelectric plant, for the period of 1998/2001, was the most critical ever registered.

LOAD BEHAVIOR

Forecasting and load consolidation were essential activities for all concessionaires throughout the rationing program. They depended, basically, on the experience of the forecasting team in the adjustment of the forecasting models, since consumption behavior changed radically during this period. Articulation with the agents and their complete commitment in regard to the adopting of a system to follow load behavior and diligently making available the pertinent information was fundamental in this process.

The graphs seen on pages 16 and 17 present the verified values for the energy load reduction in the period from June to December 2001. In the Southeast/Midwest and Northeast regions, these numbers reached 18.2% and 16.4% respectively, in comparison with the consumption for the months of May, June and July 2000 – the target goal being 20%. In the North region, from August to December, the reduction was 19.0% in relation to the reference period – July to December 2000.

SUPPORT TOOLS FOR THE MANAGEMENT OF THE ENERGY CRISIS

In order to subsidize the GCE in the administration of the Rationing Program, guide curves were created as an instrument used to follow the evolution of the water levels in the System's reservoirs so that operational decision-making would guarantee a minimal level of safety and an adequate control of the rationing. The products utilized in the studies and analysis made by ONS with that objective are condensed in more than a hundred Reports and Technical Notes which were sent to the agents and to government entities and made available to the public through the ONS site.

The graphs shown on page 19 present the evolution of the storage of the respective reservoirs located in the Southeast/Midwest and Northeast regions, expressed as percentages of the maximum storage capacity. In these graphs, the recovery of the levels of storage in relation to the guide curves can be observed during the second semester of 2001. In the Southeast/Midwest region, up to September 2001, the small difference in storage in relation to the guide curve was still a cause for great concern. With the onset of the rainy season the storage capacity reached 32.4%, 15.7% above the corresponding safety guide curve. In the Northeast region, the difference in relation to the guide curve remained critical until the middle of November, when the change in hydrologic behavior occurred. This allowed a 14.3% of maximum storage capacity to be reached by year's end, in other words, 9.4% above the guide curve for that region.

Several other options undertaken by the National Operator throughout the year contributed to refine the system's management tools and to reduce the impact of the rationing the power supply to the country:

- In September 2001, looking to improve the quality of the hydrometeorological forecasts, a meteorological information system was installed at ONS, containing the most diverse sources of information including satellite images, meteorological data, and weather and precipitation forecasting models. This allowed the processing of information in an adequate way in order to make precipitation and weather forecasting for the NIS hydrologic basins and thus guaranteeing more reliability for the studies carried out during the rationing period.

- In July, ONS prepared a diagnostic of the energy needs, considering the increases in supply already foreseen and programmed by the Ministry of Mines and Energy and by ANEEL. ONS was also responsible for the calculation of the contract goals for the emergency thermal plants in the Southeast/Midwest and Northeast regions, in conformity with the safety guidelines laid down by the GCE.

- Studies to determine the transmission limits were held among areas and regions and also to define special operational strategies. Thus searching for a better use of the energy resources available at the plants for the production of electricity for the whole National System. For this purpose, the complementarities between the hydrological regimes of the different basins was exploited, always being careful about the operational safety of the system and its components. These studies were the object of continuous re-evaluations throughout the rationing period.

- With a dramatic shortage of water resources, and with the objective of increasing the productivity of the generating units, optimum dispatch per unit was reevaluated with the participation of the generation agents. The objective was to minimize the consumption of water and to maintain the production of the energy needed to attend the load, always being careful to preserve the operational safety of the NIS. The resulting energy gains from this process, during this period, were estimated in the order of 200 MWmed.

All these efforts were rewarded by the results achieved in the skillful management of the electric energy crisis. The exceptional commitment of the public by their voluntary reduction of energy consumption was a lesson in civic duty taught by the Brazilian people to the world. The ability for quick response and articulation demonstrated by the GCE, added to the expert management of the crisis, produced measures that will allow the refinement of the institutional restructuring of the electric sector and the functioning of the energy market for years to come.

THE COMMUNICATION PROCESS DURING THE ENERGY CRISIS

The ONS process of communication unfolded simultaneously on two different fronts: with associated agents and Federal Government entities, such as the National Agency of Electric Energy – ANEEL and the Ministry of Mines and Energy; and with the media. In the first case, information was passed along through regular workgroup meetings and through standard institutional means of releasing information. On the second front, ONS provided the media, by means of interviews, news releases and by collaborating with the preparation of special printed articles, up-dated information for the public at large, in simplified language, always pointing out clearly the situation at hand.

From February to April 2001, the press reported regularly on the energy crisis and the measures taken to find solutions that would not overly burden the public consumer. Headlines such as "Worry About the Energy Supply Rises" (2/14/01) and "ONS Warns of Electric Crisis in the Country" (4/13/01) headed articles that, like many others, reflected the constant and competent action of ONS, in regard to the technical aspect of the issues – risk forecasting, situational analysis in diverse scenarios, definition of medium and long term corrective and preventive measures. The articles also treated the question of the respect and concern that ONS has for the society at large that received during the entire crisis period, precise and factual information about the situation as well as the actions taken. During the rationing period, the clarity and transparency of the information released became a constant concern among the professionals at ONS.

Communication became a new challenge for ONS: it was necessary to open channels to all of society, which demanded clarity and the use of language that a non-specialized public would understand. Issues of an extremely complex technical nature had to be explained in a way that every reader could understand. The article "ONS Defends Urgent Measures to Contain Hydroelectric Deficit" (4/11/01) is a good example of a successful effort to provide simple, clear and understandable information, free of technical jargon, but containing a rigorous expression of the facts as they were discovered by ONS technical staff.

After an article published in an important newspaper – "ONS, The New Bible for the Financial Market" (5/31/01) financial entities and companies interested in investing in the country were alerted to the importance of consulting the ONS web site. In fact, there was a marked increase in the number of visitors to the ONS site, which led to investments in its improvement, including titles and items such as Reservoir Levels, Guide Curves, Energy Consumption, Concrete Rationing Results, among others. The press began to use information contained in the ONS site as a reference for the elaboration of its news pieces. The objectives of divulging information and clarifying doubts were successfully met.

In the months that followed, in the middle of the management of the crisis, ONS continued to present information relevant to the crisis in terms always accessible to the Brazilian public at large. The communications effort was rewarded: ONS became a national point of reference, and some expressions from the electric sector became part of everyday speech of the Brazilian population. The press began to publish ONS graphs and charts about reservoir levels, the web pages of some of the

most important newspapers in the country composed their info- graphics on information gathered at the ONS site.

In August, the answers to the most frequently asked questions by the media were formatted and concentrated in the ONS *hot site* "*De olho na energia*" – "*An eye on energy*". Now, with less time spent in answering these same questions it was easier to get more involved in deeper technical explanations and issues. The transparency of the corporate communications and media relations had and immediate impact on the growth of ONS' credibility in the eyes of the public.

Texts related to the energy load and reservoir water levels, such as the article "Energy: Economy Below the Goal" (8/23), were published on a daily basis in the press. In fact, during all the rationing period, ONS presented to the public the planning and programming measures that were being taken to handle the adverse hydrological behavior in the Southeast/Midwest and Northeast regions. Society learned of the determining factors in the energy crisis – such as the characteristics of the seasonality of our hydrographic basins, and the correlation among them – and also of measures taken by ONS to deal with these facts. This demanded complex decision-making, in order to maintain the delicate balance of the management of the electric energy supply in the interconnected system. Information was made available on a daily basis concerning verified values; weekly data relating to short and medium term perspectives; and monthly information about energy consumption in each region.

Notwithstanding the considerable increase of responsibility and work load for ONS, the energy crisis became an excellent opportunity to prove to society that, because of the characteristics of the Brazilian electric system, integrated operation is not only necessary but indispensable in a situation of water scarcity, when it is imperative to optimize all resources and use the main transmission network, with its interregional exchanges, to equalize supply conditions in the different regions of the country. The crisis even brought about the opportunity to re-affirm the excellence of ONS human and technological resources, that when severely tested proved themselves worthy by meeting all challenges.

THE ONS ACTION PLAN

In the process of strategic corporate planning, every year ONS elaborates a 3-year horizon Action Plan. This plan of administrative actions attends a legal requirement established by the ANEEL Resolution 351/98 and presents the complete portfolio of projects that will be developed by ONS, within the limits imposed by its consolidated investment and expense budget.

The Action Plan follows an elaboration logic that begins with the identification of the conditions that will have an effect on the activities that will be developed by ONS in the period. In the 2000 – 2003 cycle, two conditioners were identified based on a prospective vision of the environment that ONS is involved in:

- The accelerated expansion of the NIS; and
- Diversification and intensification of institutional relations.

The first conditioner is related to the expansion that should occur in the NIS in the considered period, in respect to both generation and transmission installations. Worthy of mention in this point is the implantation of interregional and international interconnections that will strengthen the electric system and optimize the use of the energy resources in the country. Expansion will demand from ONS a significant increase, in magnitude and complexity, of its attributes, which will certainly imply in the adoption of new technology and the latest tools to guarantee the operation within the desired safety, reliability and quality standards.

The second conditioning factor deals with the significant changes in ONS institutional relations in view of the number and complexity of the interactions with agents and other entities in the environment of the Brazilian Electric Sector. The complexity will be a consequence of the integration of a large number of generation and transmission agents, the considerable increase in the number of transactions related to the charges billed for the use of the transmission system, as well as the market's ever growing demands for quality electric energy.

As a result of the conditionings factors, the challenges that will be faced by ONS are therefore seen as shown below. In the Action Plan for the 2001-2003 cycle the following 5 challenges were conceived:

- Assure compliance with the optimized power supply premise in the context of accelerated expansion and the increase in the complexity of the NIS institutional transition;
- Expand and intensify relations with the agents, strengthening their participation and always taking into consideration their diversified nature;
- Improve and expand ONS institutional relations, establishing adequate processes and interaction, always taking into consideration the significant changes in the NIS, the transition and consolidation of the Brazilian Electric Sector model and its new players;
- Conduct technological and organizational developments at ONS keeping within its range of attributes and at the speed and intensity required by the evolution of the energy system, taking into account the full operation of the new sector model;
- Support institutions within the Brazilian Electric Sector at the end of the transition process and at the start of the consolidation of the new sector model.

In order to face each one of the challenges, ONS has established a set of directives with the intention of guaranteeing full and adequate energy supply to the country.

For 2001, ONS defined a total of 87 Projects, grouped into seven Programs to facilitate a better vision of their relationship and dependency. The following are the seven Programs and their main associated Projects in the 2001-2003 Action Plan.

PROGRAM 1 - IMPROVEMENT OF THE PLANNING, PROGRAMMING AND OPERATION PROCESSES

- Implantation of computational methods and tools for hydrological and meteorological forecasting.
- Implantation of systems for load consolidation and forecasting.
- Implantation of computational models for system optimization.
- Use of IT in operational planning and programming procedures.
- Improvement of the operational processes of programming and operation.
- Validation of the computational models for the operation optimization procedures chain.

PROGRAM 2 - INCREASING THE SAFETY, CONTROL AND OBSERVATION CAPACITIES OF THE NIS.

- Implementation of systems to increase of the capability and agility of evaluating disturbances within the NIS.
- Implantation of event sequencing systems.
- Implementation of special control systems to increase the safety level in the NIS.
- Up-grading and refinement of the supervision and control resources in the ONS Operation Centers.

PROGRAM 3 - IMPLANTATION OF NIS TRANSPORTATION NETWORK MANAGEMENT SYSTEM

- Implantation of a computer system for controlling the access inquiry and access request processes.
- Implantation of a computer system for the management of transmission contracts and follow-up of compliance.
- Implantation of a quality and reliability management system for the electric system.
- Evaluation of the addition of new thermal plants their impact on the NIS.
- Pre-operational and commissioning studies for new installations.

- Implantation of a computer system for contract management.
- Re-evaluation of the interconnection studies aiming at optimizing energy gains among basins.

PROGRAM 4 · INTENSIFICATION AND EXPANSION OF RELATIONS WITH SECTOR AGENTS

- Support the implantation of the Wholesale Energy Market – MAE.
- Implantation of a system for the integration of the technical database.
- Conceive and implement information and agent relation systems.
- Improvement of corporate communication processes.
- Conceive and implement indicators and *benchmark* systems.
- Implantation of a graphic database system.

PROGRAM 5 · IMPROVEMENT OF ONS MANAGEMENT PROCESSES

- Implantation of a Business Management System.
- Implantation of the Enterprise Document Management System – EDMS
- Improvement of the Human Resources Management System.

PROGRAM 6 · IMPLEMENTATION OF THE ONS INFRASTRUCTURE

- Complement the computer and telecommunications infrastructure.
- Adaptation of the building infrastructures to corporate needs.
- Modernization and maintenance of the infrastructure resources at the Operation Centers.
- Transfer of the Southeast Operation Center.

PROGRAM 7 · IMPLANTATION OF THE ONS GRID PROCEDURES

- Elaboration, detailing and coordination of the Grid Procedures.

The realization of the Action Plan projects, in 2001, reached more than 90% of the forecasted budget, resulting in significant advances, such as:

- The conclusion, in July 2001, of all Grid Procedures, as shown in the item below;
- Modernization of the Supervision and Control System at ONS Control Centers, including the signing, in April 2001, of a contract with Alstom for the supply of new systems for the North, Northeast and South Regional Operation Centers;
- Consolidation of the corporate management instruments, with the conclusion of the implantation of the *Peoplesoft software*;
- Beginning of the implantation of the EDMS, the electronic document management system;
- Implantation of computer and telecommunications infrastructure;
- Consolidation of the ONS technical data base;
- Improvement of the operation planning and programming tools;
- Initiate the development of computer systems for controlling the access inquiry and access request processes, as well as the system to calculate the charges for the use of the transmission system; and
- Conducting of pre-operational feasibility studies for the integration of thermal plants in the NIS.

The Action Plan also presents a set of guidelines for establishing routine and permanent activities at ONS. These directives constitute an important instrument so that ONS Directories can detail their individual Annual Work Plans.

Furthermore, it is important to point out that the development of many projects and activities cited in the Action Plan were affected, in a very significant way, by the electric energy crisis experienced in Brazil in 2001. The specifications and results obtained in the development of the routine activities and the Action Plan projects, during 2001, are presented in the items that follow.

▸▸ THE GRID PROCEDURES

The Grid Procedures have been organized in 23 Modules (see page 31 for titles), and constitute a set of rules and technical procedures that are necessary and indispensable so that ONS can fully exercise all attributes connected with the planning and programming of the operation, the supervision and control of the of the system in real time operation and the administration of the main transmission network. On July 23/2001, approved by the ONS Board of Directors during the 28th General Assembly, the Grid Procedures Modules were sent to ANEEL for ratification.

The job of elaborating the Procedures, realized in 2001, combined technical competencies, dedication and an enormous team effort for ONS personnel and agents, involving all the technical teams at ONS, its Executive Directory and its Board of Directors.

The development of the Grid Procedures was the result of a wide reaching participative discussion effort, which involved the Agents and the ONS Board of Directors. Until final approval, dozens of meetings were held with sector agents, 15 different technical seminars were given and innumerous meetings with the Board of Directors, which created for that purpose, special work committees.

Among the actions developed in relation to the ONS Action Plan, the conclusion of the elaboration of all the Grid Procedures Modules is highlighted, with the exception of Module 14, which deals with Ancillary Services, which are under regulation by ANEEL.

▸▸ PERMANENT ONS ACTIVITIES

A summary is shown below of the main permanent ONS activities and areas that demanded special attention throughout the year of 2001:

- relations with the agents;
- integration of new installations;
- operation planning, programming, reliability and safety;
- analysis of occurrences in the electric system;
- transmission administration;
- real time operation of the system; and
- corporate management.

For each one of these activities, the following main products were developed as well as special actions that were necessary in view of the management needs related to the energy rationing program.

ONS EXTERNAL RELATIONS

The ONS structuring of a relations policy practically extends throughout all segments of Brazilian society, placing emphasis on ONS member associates, the Ministry of Mines and Energy, ANEEL – the country's regulatory agency for electric energy services, and other regulating agencies maintaining intense interfaces with ONS, such as the ANA – National Waters Agency – and the ANP – National Petroleum Agency, MAE – the Wholesale Electric Energy Market and several other entities and class associations.

Included in this same context are: consumer committees; producers and suppliers of equipment, goods and services; universities; research centers and institutes; and several government entities such as the Energy Secretaries for the different States, the CNPE – National Council for Energy Policy, who is responsible for promoting the rational use of energy and defining the macro-directives of the country's energy policy, and the CCPE – Coordinating Committee for the Planning of Energetic Expansion, an entity responsible for the planning of the expansion of the electric system.

The figure shown on page 32 illustrates the structure of interaction between ONS and the diverse agents and entities in the sector and society.

In 2001, ONS looked to expand all communications and relations tools through the development of a policy based on the premises of high quality, safety, reliability and responsibility performance standards. Expansion became imperative in view of the exceptional conditions that resulted from the rationing of electric energy in the country.

The conception of an internal and external ONS organizational relations model was developed, which integrated important systems to allow a better capacity for analysis of transacted data. The model included such programs as:

- Support for implantation of the Wholesale Energy Market – MAE.
- Implantation of a system for the integration of the technical database.
- Conception and implementation of an Information and Agent Relations System.
- Improvement of the company corporate communication processes.
- Conception and implementation of indicators and *benchmark* systems.
- Implantation of a graphic database system.

The most important players among the ONS External Relations are listed below:

ANEEL – THE NATIONAL AGENCY FOR ELECTRIC ENERGY

ONS is an authorized representative of ANEEL to whom it must render FULL accounts of the ONS Annual Budget and Action Plan. ANEEL is the agency that regulates all ONS actions and activities.
The close relationship between ONS and ANEEL is essential to the sector because of the effective cooperation that has been developed between them not only in institutional terms, but also in regard to frequent exchanges of a technical nature.

Among the interactions highlighted over the year 2001, it is important to mention the ongoing tendering processes for the construction and erection of generation and transmission installations.

With respect to the Main Transmission Network installations, ONS, besides defining the constant projects as part of the Program of Expansions and Reinforcements – PAR, also elaborated more than fifteen additional technical complements for tender procedure rules, so that ANEEL could go ahead with the tendering processes related to concessions.

Furthermore, while attending ANEEL requests for new installations projects already being tendered for addition to the NIS, six basic projects were also analyzed in 2001, including critical aspects such as the minimum requirements for the new installations as well as protection and control measures for these projects:

- North – South Interconnection;
- T Line - 500 kV Tucuruí – Vila do Conde circuit 2;
- T Line - 500 kV Samambaia – Emborcação;
- T Line - 500 kV Samambaia – Itumbiara;
- T Line - 500 kV Ibiúna – Bateias; and
- T Line - 500 kV Itumbiara – Marimbondo.

In regard to generation installations, ONS, along with the CCPE, elaborated the calculations for the guaranteed energy levels of eighteen new hydroelectric projects. The calculation, which totaled 4,389 MW, was intended to help clarify the tender procedures carried out by the regulatory agency among which the following hydro plant projects are highlighted: Corumbá III, São Jerônimo, Serra do Facão, Couto Magalhães, Santa Isabel and Simplício.

In 2001, in response to a request by ANEEL, ONS also developed a methodology for the quantification and evaluation of the energetic gains that would be obtained with the early delivery of some transmission projects. The objective was to increase the energy supply in the system, especially in view of the energy crisis. Among the studies developed was the expansion of the capacity of the South – Southeast Interconnection through the implantation of the Ibiúna – Bateias transmission line as well as the expansion of the North – South and North – Northeast interconnections, through the Tucuruí – Presidente Dutra Transmission Line. These studies also helped ANEEL in the analysis that was made to establish bonuses aimed at creating incentives for the anticipation of the projects.

GCE – THE ELECTRIC ENERGY CRISIS MANAGEMENT COUNCIL

The electric energy supply crisis in the Southeast/Midwest and Northeast Regions led the Federal Government, to create the Electric Energy Crisis Management Council – GCE, an organ directly connected to the Government Council. ONS, through its Director-President, participated in the Council, coordinated by the Minister of the Civil Office. Other professionals from ONS also participated in the technical committees, commissions and workgroups.

The figure on page 34 illustrates the GCE structure.

As a work philosophy, starting from the moment of its creation in May of 2001, the GCE General Council held 6 monthly meetings and the Executive Board – 28 weekly meetings during the year.

During the management of the rationing program, ONS' participation in the GCE was marked by important technical and operational support, a fundamental contribution which helped reaching decisions in this forum, ranging from defining the coverage of the rationing program, through the definition of the targets for the reduction of consumption in the diverse regions of the country and included the indicators to watch for to signal the end of the rationing regimen. The main tools used for this were the short to mid-term power supply evaluations and the resulting proposals for management measures. The latter being of a conjunctural character, such as the decision to go into the rationing program in the North region or the declaring of holidays in the Northeast region, or of a structural nature, such as regulating the rationing process. This work was consolidated in nearly 30 Technical Notes issued by ONS during that period, which involved hundreds of system operation simulations.

Parallel to this intense involvement in the Rationing Program management decision-making process, the National Operator also participated actively in the process of communication with consumers, society in general and with opinion makers.

The Government's decision to implant the rationing by creating consumption targets required consumer support. To this end, information concerning the evolution of the supply conditions and feedback to consumers of the results of their efforts to reduce energy consumption was essential. This information had to be given with the most precision possible while being easy to understand; factors that were crucial to the success of the management of the energy crisis.

Within the framework of responsibilities of the GCE Executive Board, it was the ONS role to define the follow-up and evaluation instruments such as: the guide curves for water storage in the regions under rationing constraints, the periodic announcement of load supply and the short and mid-term perspectives and the daily release of energy load, inflow and storage data.

In this process, in addition to participation in GCE collective press releases, ONS held many complementary presentations at Market Associations, Industry and Commerce Federations, to sector investors and civil entities. ONS was also invited to clarify several issues addressed by Congress, the Union Audit Office, the Public Ministry and federal, state and municipal government organs.

By delegation of the GCE, ONS participated extensively in the solution of questions related to the multiple use of water, such as for navigation, irrigation and leisure.

Finally, throughout 2001, ONS participated directly in the preparation of reports, opinions and for Technical Committees, Commissions and Work Groups in the Council, all of which were consolidated in GCE Resolutions, ANEEL Resolutions or served as technical support for the Provisory Measures and other legal texts.

RELATIONS WITH THE WHOLESALE ENERGY MARKET- MAE

The relationship between ONS and MAE- the Brazilian Wholesale Energy Market – was defined and established in the Operational Agreement signed on September 01, 2000.

In addition to the routine supply of all information as foreseen in the Agreement, which allows MAE to effect the accounting for transacted

energy, and most importantly, the conditions for the implementation of the Metering System for Billing purposes in the NIS.

This System, whose objective is to measure energy and power demand at the borders between generation and distribution Agents, free consumers and the electric energy sub-markets, will allow MAE to carry out the accounting and settlement of energy moved, and so ONS will then be able to proceed with the accounting and settlement for all services and charges resulting from the use of the Main Transmission System, according to the rules established in the ANEEL Resolution 281/99.

This joint effort to create the Metering System for Billing fostered the following main activities over the year of 2001:

- Elaboration of the Measuring System for Billing Implementation Plan;
- Revision of the Technical specifications and Implementation Chronogram by the ONS/MAE Joint Committee;
- Realization of the Workshop on Metering Systems, on September 27 and 28, at the CNOS installations in Brasilia, involving agents from the electric sector, manufacturers and representatives from INMETRO – the National Metrology, Normalization and Industrial Quality Institute; and
- Agreements with INMETRO to establish certification procedures for the electronic metering units for electric energy.

INTEGRATION OF NEW INSTALLATIONS

To guarantee free access to any new user and allow the on-line entry of new generation or transmission installations, ONS elaborated a series of studies and analysis with the objective of correctly integrating these installations to the NIS and to assure the quality, reliability and economy of the electric energy supply to all consumers.

As a result, the integration of each new component of the NIS requires several interactions between ONS and the agent or owner of the equipment in order to eliminate technical problems and conduct analyses and studies in compliance with the rules established in the Grid Procedures.

In regard to new transmission projects, ONS also participates in the analysis of the basic project for the new installations to verify compliance with all established technical requirements. Also analyzed are the control, supervision and protection systems that make up the technical inclusions annexed to the Tender Procedures and Rules for the new undertakings auctioned by ANEEL.

The process of integrating new installations unfolds, depending on the undertaking at hand, through several activities which range from the technical evaluation of access to the Main Transmission Network to the final approval for the equipment to go on-line. The steps in this process are shown as follows:

- Original requests and issuance of the Access Report;
- Pre-operational and commissioning studies; and
- Protection studies.

▸▸ REQUEST AND ISSUANCE OF THE ACCESS REPORT

The Request for Access is a petition that formalizes the new accessing user's intention, to connect to the Main Transmission Network and supplies ONS with all the information necessary for making specific studies and analysis to make the connection possible.

The Access Report issued by ONS consolidates the analysis carried out concerning the feasibility of the access requested, guaranteeing that all the conditions for integrating the new undertaking, as well as the quality and safety of the Transmission Network have been met. This information, including the follow up to the access process made by the agent, is available at the ONS *site*.

In 2001, ONS issued thirty Access Reports as a result of the formal petitions made by the users of the Main Transmission Network, representing an increase of 320% in relation to the number of reports issued in 2000.

Of the total number of Reports issued, fourteen were related to the connection of hydroelectric plants; eleven to the connection of thermal plants; three for free consumers; and two for international interconnections.

The graph on page 36 presents the evolution of the number of Access Reports issued in the period from 1999 to 2001.

▸▸ PRE-OPERATIONAL AND COMMISSIONING STUDIES

The objective of pre-operational studies is verifying the performance of the NIS at the time of the start-up period of operation of the new installation. These studies allow the establishment of initial adjustments in the protection and control equipment and support the elaboration of operational directives.

The commissioning studies are made to guarantee the operational safety of the NIS during the commissioning tests before the placement of new equipment on-line. These tests are held to verify, in relation to the established requirements, the new installation's control systems, special protection systems and operation data are in compliance with all NIS requirements.

In 2001, ONS carried out a total of 32 pre-operational and respective commissioning studies among which, the following projects are worthy of mention:

- Manso Hydroelectric Plant;
- Nova Piratininga Thermal Plant;
- Macaé Merchant Thermal Plant;
- Eletrobolt Thermal Plant;
- Ibirité Thermal Plant;
- Lageado Hydroelectric Plant;
- Juiz de Fora Thermal Plant;
- Itiquira Hydroelectric Plant;
- Machadinho Hydroelectric Plant;
- Santa Clara Hydroelectric Plant;
- Dona Francisca Hydroelectric Plant;
- Conversion of the 500kV branch in the Northeast Region;
- TL 525 kV Campos Novos – Blumenau; and
- TL 440 kV Taquaruçu – Assis – Sumaré.

▸▸ PROTECTION STUDIES

Protection studies are designed to analyze the actual new component, its insertion into the respective electrical area and the subsequent system aspects of the expansion of the Network. They also consider the requirements for the recording of any disturbances. The purpose of the study is to assure that the performance of the new component can be analyzed in case disturbances originated by it happen or that may affect its operation. In 2001, nearly thirty protection systems studies were elaborated.

OPERATION PLANNING AND PROGRAMMING

The characteristics of the predominantly hydroelectric NIS with plants located far from the load centers, as well as having an extensive transmission grid for the bulk transport of energy require detailed planning that brings into play all the electro-energetic resources. On the other hand, the existence of hydroelectric plants in cascade, with regulation reservoirs, demands a high degree of control and coordination to optimize the use of the respective resources. The efficient coordinated management of this complex system results in energy gains of approximately 25% of the total energy produced in the NIS.

One of the main ONS challenges is to optimize the use of the generation and transmission resources through centralized management and at the same time, respect the structural and/or conjunctural restrictions of the NIS. This process requires a sequence of complex power system and energy resource studies also realized by ONS.

Through the activities linked to planning and programming, energy and electric constraints are eventually identified. This permits the preparation of a framework of information for the subsequent stages by

defining the operational variables and identifying their limits in order to support the Operation Programming and the elaboration of Operational Procedures.

Throughout the process of planning the operation, detailed studies are developed which analyze not only the electrical behavior of the system in permanent regimen, but also its dynamic and transitory performance, in response to disturbances in the system. The entire analysis is finely detailed, covering the dynamics of the system, in different load, generation and configuration conditions of the transmission system. The results of these studies support the definition of special operational procedures and of the safety and protection configurations to be adopted.

The transmission network limits the transfer of energy among the subsystems, while taking advantage of the hydrological diversity of the basins, resulting in a need for conciliating the economic optimization of the hydrothermal dispatch with the safety of the transmission network. It is therefore important to mention that the whole process involves the acknowledgement of the constraints found in the transmission network, imposed by the equipment itself, as well as the reliability constraints related to voltage control and stability of the transmission network, all of which cannot be violated.

The set of studies for the planning and programming of the operation is based on mid and short-term studies, and daily operation programming. In all cases only program applications that have been validated by the agents and approved by ANEEL are used.

MAIN PRODUCTS

The planning process begins with mid-term studies based on a five-year horizon, to evaluate the conditions of supplying the electric energy market. These evaluations are consolidated in a document titled "The Annual Operation Plan", issued regularly by ONS and reviewed every four months.

In order to identify the supply risks, the Annual Plan considers the uncertainties of future reservoir inflows, electric energy consumption and the expansion projects in the planning studies made by the CCPE. It highlights the operative measures that should eventually be implemented to guarantee the right balance between offer and demand. In 2001, the mid-term studies were a decisive tool to determine the actions adopted by the GCE.

As a result of these studies the reports – "Annual Planning of the Energetic Operation" and "Middle-Term Planning of the Electric Operation" – were published. These studies point out the measures for achieving the best energy supply and also present an analysis of the consequences of eventual delays in the chronogram for new generation and transmission projects expected to go on-line in the next years. Looking to achieve the targets for energy optimization, the studies analyze alternatives that would allow the best use of the hydrological diversities in the system and that will lead to the largest capacity in the transfer of energy among the sub-systems.

In view of the uncertainties, especially with relation to the inflows considered in the mid-term studies, it becomes necessary to have a short-term review of the evaluations made in regard to supply conditions, which are consolidated in the document entitled " Monthly Operation Program – PMO".

The PMO is an instrument used by ONS to analyze monthly, the real supply situation in the electric energy market. It takes into consideration the weekly revisions of the load and inflow forecasts, availability of generation and transmission equipment, the preventive maintenance programs in the system and the chronogram for the start -up of new plants and/or transmission lines. Based on the PMO, short-term operational policies are elaborated for the NIS, including the goals for energy exchanges among the regions, thermal plant operation policies, marginal operational costs and the water storage targets for the diverse reservoirs. In 2001, the PMO was the basic instrument used by ONS to assist the GCE by providing information necessary for the monitoring of the weekly water storage levels in the system's reservoirs.

The daily programming, carried out on the day previous to the operation, seeks to implement the electro-energetic policies and directives resulting from the PMO and updating the basic variables adopted such as load and inflows for the reservoirs and the interventions program. The PDO – Daily Operation Program is elaborated based on the PDP – the Daily Production Program, which contemplates the generation production goals for each plant, and the PDI – Daily Program for Interventions in the main network, which defines the program for the disconnection of equipment and installations in the Operation Network.

In 2001, the need to maximize the transfer of surplus energy from the North and South Regions to the Northeast and Southeast/Midwest Regions, because of the energy-rationing program, resulted in a more rigid process of approval of disconnecting transmission and generation equipment for preventive maintenance. A total of 8,520 petitions for the disconnection of transmission elements were successfully managed. The coordination of the process, conducted by ONS, demanded intense negotiations among the generation, transmission and distribution agents to maintain energy optimization and at the same time remain within the NIS safety margins established for the system and equipment.

DEVELOPMENT OF SPECIAL ACTIVITIES

In 2001, the following activities are worthy of mention in regard to the planning and programming of the operation:

- Studies to support and aid the GCE, especially concerning the establishment and follow up of the water storage level guide curves and the calculation of the load targets for the contracting of emergency thermal plants. These studies number more that one hundred reports and technical notes.

- Studies to increase the levels of interchange among the regions, maintaining the commitment to the optimization of the use of energy resources and with the operational safety of the system, which allowed the maximization of the interchanges between the South/Southeast and North/Northeast Regions.

- Coordination of the possible implications arising from the damming of inflows in anticipation of the filling of the reservoirs at the hydroelectric plants at Machadinho – located in the Southern Region, the plant at Itá – and the hydroelectric plant at Lajeado, in the Midwest Region, and the plant at Tucuruí. In the specific case of the Lajeado plant, the success of the operation was due to the coordination carried out by ONS, in spite of the fact that the period did not favor the filling of the reservoir.

- Coordination of the multiple uses of water, environmental issues and electrical constraints, with the objective of, simultaneously optimizing the generation of the hydroelectric and thermal plants and transporting power with the maximum safety possible.

- Reconciling the generation requirements for the plants at the basins of the Tietê and Paraná rivers with the navigation conditions of the Tietê-Paraná waterway. This was achieved through continuous and cooperative efforts, involving ONS, the Regulation Agencies – ANA and ANEEL – CESP, AES-Tietê, the São Paulo State Government and the Ministry of Transport.

- Honoring the Tripartite Agreement signed by Brazil, Argentina and Paraguay, which establishes limits for the modulation of the generation of the Itaipu Hydroelectric Plant, and determines the limits for the hourly and daily variations of the level and surface speed of the water, attending the needs of the neighboring countries.

- Adjusting the outflow constraints at the plants on the São Francisco River, from Três Marias to Xingó, to avoid the complete depletion of the reservoirs at Sobradinho and Três Marias. This decision had a big impact not only for navigation between Pirapora and Juazeiro, but also to the taping of water for supply and for irrigation throughout the river. An intense coordination and negotiation effort was necessary which involved CHESF and CEMIG, City Halls, State Governments, CODEVASF – the Company for the Development of the Valley of the São Francisco River, CODEBA – the Company for the Development of the State of Bahia and FRANAVE – the São Francisco Navigation Company with mediation from the ANA.

NEW COMPUTER RESOURCES

The constant up-grading efforts made by ONS to adopt the most modern computer tools, always looking for the highest standards of quality and reliability, has been essential to the optimized operation of the Interconnected System. The computer models used by ONS to carry out electrical studies and optimize the system are fully understood and acknowledged by the Agents and the Regulatory Agencies. The transparency of the process is assured by the permanent supervision and auditing done by the Agents in all stages of the planning process. Agents have access to all the information and files needed for processing and are capable of using them so they themselves may reproduce any of the studies in the system.

Before they are effectively utilized, the models pass through many tests carried out by ONS and by specialists in several companies. Through

2001, the NEWAVE and NEWDESP models were authorized by ANEEL. These models establish the policies related to mid-term optimal operation.

For the definition of the optimal daily programming, within the scope of the Monthly Operation Program, the finals tests for the DESSEM and DECOMP models were carried out in 2001. The latter was developed by CEPEL. The program for load forecasting, which uses neural networks, was purchased from EPRI (Electric Power Research Institute) and the models for rain-outflow forecasting, SMAP and IPH2, are still under development.

For the purpose of integrating all the information tools and unifying data used for basic studies, the SIPPOEE Project (Integrated System for the Planning and Programming of the Electro-energetic Operation) is being developed and will ultimately integrate the ONS Action Plan. The benefits of this project go far beyond user friendly access and the certification of processes: it will permit any authorized user to obtain, from one only source, all the data to be used in studies on a monthly and weekly basis, as well as the daily programming in half hour intervals. In this way the coherence between activities developed by ONS will be guaranteed starting from planning activities to the operation itself. In 2001, giving sequence to the development of this system, mid- and short-term optimization models were integrated, as well as hydrologic models. The definitive implementation of SIPPOEE is scheduled for the middle of 2002.

OPERATION RELIABILITY AND SAFETY

The reliability and safety of the operation of the electric system results from the development of a series of activities that range from the determining of transmission limits between areas and regions – seeking the optimization of the operation – to the realization of specific studies for the adjustment of the control elements in the system. When necessary, System Protection and Special Protection Systems are implemented, including Emergency Control Schemes and Safety Control Schemes.

To make the real time operation feasible and reconcile both the energy and electric constraints, it was necessary to take into consideration the reliability and safety requirements as applied to the Main Transmission Network. Even though the individual limits of each component and sub-system need to be rigorously respected, it is indispensable to determine whether the interaction between components and sub-systems can be kept balanced even in the face of unavoidable disturbances. Studies therefore must be necessarily made for permanent regimen, dynamic behavior, electromagnetic transients and protection.

The analysis for the integration of new installations, including Pre-operational and Commissioning Studies, involve the conception, setting of parameters and determination of the requirements for System Protection and Special Protection Systems and Generator Controllers. This process is permanently evaluated together with a report entitled the Occurrence Analysis. Both are important instruments for the study of the real performance of the National Interconnected System.

During 2001, ONS made ample use of all the control resources, System Protection and Special Protection Systems in order to avoid the propagation of any type of electrical disturbance in the NIS.

The readjustments of the NIS control devices (voltage regulators and *power system stabilizers - PSS*), located at the main plants, were carried out to improve the dynamic performance of the system. For events of large dimensions, as in the case of occurrences provoking a loss of synchronism, refined adjustments were made in the protection devices. The adjustments have responded correctly resulting in the preservation of operational safety and allow for the separation of the unaffected sub-systems and also impede the propagation of a disturbance throughout the system.

In some special situations in which the application of the normal protection schemes is not judged adequate, there is a need for the adoption of Special Protection Systems – SEP. The SEP are systems that are composed of protection and control functions and telecommunications resources whose objective is to act automatically in determined areas or sub-systems of the NIS.

In Brazil, the SEP are classified under the Control and Safety Schemes – ECS, when programmable logical controllers are used, and in Emergency Control Schemes- ECE, conceived by ONS, which use analog or digital resources belonging to the Agents involved. Both the ECS and ECE execute the same functions only differing in the way they are implemented.

The adoption and adequate dimensioning of the ECE and ECS schemes aim at assuring balance between generation, transmission and load in the NIS. The need to maintain reliability in the National System has sparked the realization of in-depth electrical studies that review the ECS schemes that have already been installed, like the ones at Adrianópolis, Jaguara and Brasília Sul, which involve 35 plants and sub-stations, in addition to several Operation Centers. Studies are also made for the ECS schemes under commissioning, like the ones at Itumbiara and Bandeirantes; and the ECS schemes being projected or conceived, such as the ones for Assis and the 750 kV Transmission System. The revision process for the ECE schemes is permanent and continuous, in order to maintain and assure their adequacy for the prevailing conditions in the NIS operation.

ANALYSIS OF OCCURRENCES IN THE ELECTRIC SYSTEM

The analysis of the occurrences in the NIS is elaborated through a participative process coordinated by ONS involving of all the agents. This permits a precise evaluation of the performance of the NIS, its subsystems and components and of the respective control and protection devices.

It includes the analysis of all disconnections whether automatic or manual. This way, in each study the causes and origins of the defects are researched, the evaluation of the performance of the protection system and the consequences of the disconnections for the final consumers are investigated. All the results and information related to the occurrences are registered in a statistical computer system provided by ONS.

Among the important reports issued are the Weekly Management Summary of the main occurrences in the NIS that primarily looks at the protection system's performance aspects; the Disturbance Analysis Report – RAP, document which is normally issued right after an occurrence and contains an analysis and recommendations which are then controlled systematically by ONS. In 2001, 32 RAPs, 48 Management Summaries and more than a thousand specific occurrence analysis were elaborated.

The annual based statistics allow the identification of trends and potentials that guide both the policy and directives disseminated by ONS among its associates. They also allow the calculation of performance indexes for the NIS and the establishment of benchmarks that will allow performance comparisons with the systems of other countries. The annual analyses, consolidated in reports issued to all agents, contain recommendations and directives for the improvement of the protection and control systems.

With the objective of increasing the scope of possible actions in the disturbance analysis process, making it even more agile and reliable, ONS is intensifying its interaction with the Agents' oscilographic networks for short duration disturbances, through the Short Duration Oscilographic System, whose specifications were completed in 2001.

TRANSMISSION MANAGEMENT

The Transmission Management – activity originated in the Reform of the Electric Sector and established by Decree 2.655 dated July 02,1998 – has been a fundamental element necessary for the perfect functioning of the new Sector Model since the year of inception. It has as its main objective, the promotion of all actions necessary to develop following processes:

- To submit proposals for Expansions and Reinforcements in the Main Transmission Network to guarantee the operation of the NIS, respecting all requirements for quality, safety and reliability at the lowest possible cost;
- To guarantee Free Access to all users that want to connect to the transmission system, through the elaboration of studies and access reports, observing all the criteria defined in the Grid Procedures;
- To manage relations among the diverse agents in the National Interconnected System, through the signing and management of transmission contracts, especially the CPST – Contract for the Rendering of Transmission Services- and the CUST- Contract for the Use of the Transmission System;
- To make monthly settlements of services and charges for the use of the Main T Network, through the calculation of the values owed by each agent for the use of the transmission system.

Complete transparency in all activities related to transmission management is a basic and fundamental requirement in order to obtain a harmonious relationship among all the agents in the system, namely the generation, transmission and distribution companies, free and captive consumers of electric energy and society in general. To attain this goal, ONS, in 2001, spared no efforts to universalize the availability of constantly up-dated information such as:

- The initial availability of databases, in particular, the files with the reference cases for electrical studies in permanent regimen, based on a three-year horizon;
- The Access Manual and the development of the system to allow the on-line access via WEB;
- Access to the database for the simulation of tariffs;
- Access to the Expansions and Reinforcements Program;
- The page dedicated the quality of electric energy in its website; and
- The geo-electric maps for the NIS in the period of 2002 to 2004.

EXPANSIONS AND REINFORCEMENTS PLAN – PAR

The Expansions and Reinforcements Plan – PAR is the legal instrument through which ONS indicates the works needed in the transmission system to preserve the safety and performance of the network, guarantee the full functioning of the electric energy market and make possible the free access for all agents interested in participating in the MAE, within a three year horizon.

In order to deal with the particularities of the NIS, in relation to the PAR, a participative work scheme was adopted. It is repeated annually and involves various agents in regional work groups in the South, Southeast/Midwest and North/Northeast regions.

The PAR proposal, elaborated in 2001 for the 2002-2004 period, resulted in a prevision of an increase of 9,453 km in transmission lines and 14,152 MVA of transformation capacity by 2001. This represents an investment of about R$ 4.8 billion reals. These numbers are proof of the size of the effort necessary for achieving these undertakings in the Brazilian electric sector.

Of the proposed work in the PAR cycles already underway more than 70% have had their concessions authorized by ANEEL through tenders or authorizations. Important milestones among them are:

- 525 kV T Line Ibiuna – Bateias;
- 500 kV T Line Tucuruí – Vila Do Conde (circuit 2);
- 500 kV T Line Tucuruí – Presidente Dutra (circuit 3);
- 230 kV T Line Jaguariaíva – Bateias;
- 230 kV T Line Chavantes – Botucatu;
- 230 kV T Line Goianinha – Mussuré;
- 500 kV T Line Xingó – Angelim;
- 230 kV T Line Angelim – Campina Grande, and
- Angelim Substation (600 MVA).

The tables presented on page 50, show by region, the increases imposed in the PAR – 2002/2004 in relation to the transmission lines and the transformation capacity.

FREE ACCESS TO THE MAIN TRANSMISSION NETWORK

Transmission Services Management also includes the process of managing free access to the Main Transmission Network. In 2001, in addition to the studies and specific analysis of the Access Request petitions that culminated in the issuing of thirty Access Reports, the project to implement the computer system for the control of the access inquiry and access request processes was initiated.

The main objective of the project is to allow the agents the means to consult and petition access to the Main T Network *on-line* through the Internet, in order to optimize their interaction with ONS.

Also in 2001, actions were taken to integrate the emergency thermal plants as established through a Resolution from the GCE.

TRANSMISSION CONTRACTS

The contracting and administration of the transmission services constitute important activities within the context of the new sector model. Transmission contracts are tools used to regulate the relations among the various users of the system, the transmission companies and ONS. They facilitate the formation of a harmonious interaction and establish a clear definition of the rights and obligations of each party.

In 2001, 76 transmission contracts were signed; of these seven were related to new modalities, especially the sharing of installations, the cession of rights and obligations and terms of rescission. The total number of contracts signed in the period from 1999 to 2001 amounted to 247 contracts, broken down into eleven different modalities, as detailed on page 51. The monthly evolution of the contacts signed during that period is shown in a graph on the same page.

SETTLEMENT OF CHARGES FOR USE OF THE TRANSMISSION SYSTEM

The monthly settlement of the services and charges for the use of the Main T Network constitutes another important activity within the scope of Transmission Management. It is through the correct calculation of the values owed, the timely issuance of the credit and debit notes and the management of the payments that the financial flow is created. This is essential for the healthy functioning of the transmission companies in the NIS. In 2001, nearly 33,400 credit and debit notes were issued, involving 74 agents and amounting to 2.31 billion reals.

As part of the special projects in the 2001 – 2003 Action Plan, the development of a new computer system to calculate the charges for the use of the transmission system was initiated in 2001. The system presents a more user-friendly interface and is totally integrated to the ONS technical database.

ELECTRIC ENERGY QUALITY

The monitoring of Electric Energy Quality at the borders of the Main Transmission Network is essential to guarantee the many customers an energy supply within the established quality standards. In 2001, ONS undertook steps to define the quality indicators that would be monitored and to specify a quality management system for electric energy in the NIS. This work was done with assistance from an international consultancy firm. Among the measures previewed, the most important were:

- The implantation of the quality page with the designation of the continuity indicators in the ONS *site*;
- The creation of the quality pilot program, with the support from agents who provided data for its content;
- The implantation of the pilot program for the VTCD – Short Duration Voltage Variation, which includes the monitoring of approximately 100 check points in the system; and
- Campaigns for the measurement of quality indicators, especially flicker, harmonics, and short duration voltage variation. These campaigns involved a total of 52 companies.

Among the special projects in the Action Plan, ONS began to define the specifications of the system to be used for the management of electricity quality in the Main Transmission Network in 2001. The purpose of this system is to evaluate the performance of the Main Transmission Network based on the indicators and standards established in the Grid Procedures, as well as identify the causes and agent or agents responsible for eventual indicator violations. The system also proposes the actions necessary to re-establish normal performance levels in the NIS as quickly as possible.

THE OPERATION OF THE NATIONAL INTERCONNECTED SYSTEM – NIS

Real time operation consists of the coordination, supervision and control of the whole operational process for the National Interconnected System. The operation is controlled by decisions made at the ONS Operation Centers and by the execution of instructions at the installations by the various agents.

ONS actions optimize the NIS operation and focus on supplying the market with safe, economic and reliable energy. This is done by making the best possible use of the available energy resources while respecting all constraints, especially those of a hydraulic, electric and environmental nature, and by maintaining adequate safety and reliability levels within the system.

The NIS operation processes can be best characterized by the framework

in which they are executed; pre-operation, real time operation and post operation. The guidelines for the execution of the operative processes are contained within the Operation Norms, Methodologies for the Operation and the Operation Instructions that make up the Operation Procedures Manual, part of the Grid Procedures.

The pre-operation team elaborates the PDO – Daily Program for the Operation based on the electrical, energy and hydrological guidelines resulting from the programming in the operation phase; the information related to verified occurrences, the production and transmission programs and the requests for interventions in the operation network. This Program, additional to providing directives and recommendations, consolidates the programs for, production, intervention, pre-operational testing, transmission, inflows, load and frequency control. In other words, the PDO provides all the essential and important information necessary for the execution of the operation by the teams in the ONS Operation Centers.

ORGANIZATION OF THE OPERATION AT ONS

In order to develop activities pertinent to the operation in real time, the National Operator works in a very well defined structure within the energy system – the Operation Network – that is managed in a global and integral way by the ONS Operation Centers consisting of:

CNOS – NATIONAL SYSTEM OPERATION CENTER

The CNOS is the Operation Center on the highest hierarchic level at ONS. It is responsible for the coordination, supervision and control of the Main Transmission Network and, by using its criteria at will, commands the complementary network, directly or indirectly, through delegation to the other ONS Operation Centers.

COSR – REGIONAL OPERATION CENTER

The group of four Operation Centers belonging to ONS – responsible for the coordination, supervision and control of the Regional/Local Main Transmission Network and, at its criteria, of the complementary network – are also responsible for the supervision and control of the generation dispatch at the integrated plants under Automatic Generation Control – CAG, in each of their areas of influence namely, the South, Southeast, North and Northeast regions.

COS – SYSTEM OPERATION CENTER

The COS is a group of Operation Centers owned by companies whose services are contracted by ONS for coordination, supervision and control of the Regional/Local Main Transmission Network and the complementary network. They are responsible for the supervision, generation dispatch control for the integrated plants, as well as for the execution of the generation of plants under a CAG, in their area of influence, which usually covers a given State. Currently ONS has four contracted System Operation Centers.

COL – LOCAL SYSTEM OPERATION CENTER

The COL are Operation Centers owned by third parties whose services are contracted by ONS to supervise and control the operation of specific areas within the Regional/Local Main Transmission Network and the complementary network within its area of influence. Currently ONS has thirteen contracted Local System Operation Centers.

The figure on page 56 shows the location of the centers either owned or contracted by ONS.

MAIN ACTIVITIES IN 2001

In 2001, one of the most important steps taken for improving pre-operations processes was the consolidation of the Intervention Control System – CISE/SIGOP- by Operation Centers belonging to ONS. The system provides the real time operations team with a structured view of the information needed for interventions in the NIS. It also provides greater safety for the system during these events. Another important aspect was the conclusion of the project for the conception of the model for the operational control of the reservoirs. The purpose of the project is to provide the bases for operating the system control at the ONS Control Centers.

The level of involvement between the ONS Operation Centers, either contracted or owned, is very intense in order to achieve the goal of optimizing the operation of the system. This interaction in real time between the ONS Operation Centers, on the one hand, and the Agents' operation teams on the other, is mostly verbal. This is why, in 2001, steps were taken to perfect verbal communications during the operation of the NIS in order to increase the safety and clarity during the transmission of messages and consequently increase the efficiency of the execution of the procedures required for the operation.

In order to improve the operational communication process at the National Center new communications consoles were installed based on digital technology, visors/controls in plasma and high-tech headsets. Resources like these add speed, ease, functional improvement and ergonomic benefits to aid the professionals at the ONS Centers.

Additionally, a daily tele-conference session called "Good Morning Operation" was created. This activity focuses on the main operational issues and the recommendations to be observed for the operation of the day.

Tracking events throughout the system, following load evolution, generation and energy interchanges among the different areas allows the Operation Centers to adopt both preventive and corrective measures to guarantee the reliability, continuity and quality of energy supply to consumers. For this purpose, adjustments are made in the PDO in regard to changes in the conditions that were taken into consideration when the Program was elaborated. As such, the conditions of operation in real time are constantly adjusted through actions made to control generation, voltage, frequency, energy loads and their respective operative limits, interventions, power reserves, floods, load management, re-composition and system safety.

In 2001, the operation was hit hard by the shortage of energy resources, which led to the rationing program initiated in June, as well as by the limitations of the transmission network. Circumstances demanded daily efforts made in the analysis and identification of alternatives for the maximum exploitation of the power system resources available in the NIS and the interchanges among the regions. The unfavorable conditions during the year and the complexity of the Brazilian electric system demanded more intense efforts in all processes and stages of the operation. During 2001, 585 Norms and Operation Instructions were revised and implemented. These documents became part of the set of the Operational Procedures utilized by the Operation Centers.

The results of the operation are verified and analyzed in the post-operational stage. After that, statistic and operative tracking reports are elaborated in order to allow the collation of strategies and policies defined during the process.

Among the post-operational activities considered most important, in order to attend the GCE, was the implantation of a structure and special routine used to elaborate the weekly report entitled "Evaluation of the Electro-energetic Operation – Southeast, Midwest, Northeast, North and South regions". Formulating presentations, editing reports and data treatment processes were all automated. Methods and procedures to perfect the tracking of the levels of the water storage capacity in the reservoirs and the load in the different regions of the country were also developed. Furthermore, the system for the Daily Analysis of Energy Optimization was implanted with the objective of identifying alternatives for the maximum use of the energy resources in the National System.

In order to comply with the ONS/MAE Operations Agreement, a routine for the checking on the availability in the generation units, international interconnections and connections among sub-markets was implanted, as well as a routine for the verification of hydrological data. The program for the collection of information concerning the service status of the generation units was also concluded. The information gathered is later transmitted to the MAE.

UP-GRADING THE OPERATION CENTERS

As an integral part of the Action Plan, the process of updating the Supervision and Control Systems at the ONS Operation Centers continued throughout 2001. The major activities in this process were:

- The consolidation of the supervision and control system for the CNOS – National Operation Center, based on the implementation of the network analysis functions, which proportion an expanded capacity for observation through a system of correction and estimation of values within the electric network.

- The implantation of state of the art technology Communication Processors for the Supervision and Control System in the Southeast Regional Operation Center – COSR/SE, Communication. This work was realized in collaboration with CEPEL to help integrate new agents to the system;

- The signing of a commercial contract in April 2001, with ALSTOM, for the provisioning of the Supervision and Control Systems for the Regional Control Centers in the North, Northeast and South areas.

An agreement was signed with EPRI (Electric Power Research Institute) and CEPEL for the implantation of the Common Information Model – CIM – in the National Operation Center in Brasilia. Through the adoption of international standards this model will simplify the eventual inclusion of new applications to the system, independent of their maker.

The technical evolution underway at the Operation Centers was strongly aided by the implantation of an ONS technical database. The information base turned into one of the main sources of data that support all the activities related to Planning, Programming and Operation by the Operator as well as the tracking routines utilized during the Rationing Program in order to assist the work of the GCE.

▸▸ QUALITY CERTIFICATION

The quality systems implanted at the Operation Centers, originally certified under ISO 9002:1994, were re-examined and up-graded. Their conformity to international quality standards was evaluated in two cycles of external audits by the *Bureau Veritas Quality International* – BVQI, which did not detect any occurrence of non-conformity and recommended that the certification be maintained for the process of operation in real time.

In 2001, with the objective of assuring qualification for the system's operation personnel and installations, the Operational Routine was elaborated which establishes the procedures to be adopted by the companies in order to attain certification of their operators. The work was carried out by ONS with the participation of the generation and transmission Agents and ANEEL,

In April 2001, the certification process was concluded for all the operators at the Operation Centers either owned or contracted by ONS. This constitutes an important milestone in the continuous search for excellence in all activities related to the operation of the National Interconnected System.

CORPORATE ADMINISTRATION

Corporate administration at ONS compromises of a set of activities that support the infra-structure of the entire ONS organization include such activities as financial management, human resources, information and telecommunications systems, general administration of the installations and all the logistics involved in these different areas.

▸▸ HUMAN RESOURCES MANAGEMENT

At ONS, undoubtedly the main asset is its work force. As such, it prioritizes all human resources and mobilizes a modern HR structure for the training, development and retention of talents.

In 2001, human resource activities focused mainly on the qualitative and quantitative adaptation of new employees, the optimization and consolidation of performance of employee professional development programs, benefits, social services and occupational health and medicine activities.

In order to improve organizational performance and respond to the increase in demand for more intense ONS activities, heavily influenced by the atypical energy crisis in 2001, specialized professionals were selected from the market to consolidate the ONS work force. By the end of the year, the ONS population grew to 503 employees nationwide.

The average age for the work force at ONS is currently 37 years and has been gradually reducing as a result of the personnel renovation policy that was implemented. The policy includes a Trainee program as an important source for recruiting new potential talents. It is important to mention the high level of education of the work force: 68% of all employees have college degrees and, of these, 9% have advanced complementary studies, as can be seen in the education profile represented in the graph seen on page 60.

Employee training programs at ONS received special funding. More than R$ 860,000.00 were allocated for this area, which equals a *per capita* investment of about R$ 1,700.00 and an average annual training time of 53 hours per employee.

The *Trainee* program, implemented in May with 25 new young professionals, was very successful in that reached its main objective of guaranteeing a technical reserve (Talent Bank) to assure present and future personnel needs.

The Project Administration Program, held in collaboration with the USP – the São Paulo State University, was conceived to provide management with a methodology focused on the implementation of new projects in the ONS Action Plan. The Project qualified 42 ONS professionals.

An agreement was signed with the UFPE – the Pernambuco State Federal University for the purpose of fomenting a transfer of specialized knowledge and technology. According to the terms of the contract, UFPE modeled its Electric Power Systems course especially to attend ONS requirements. Fifteen representatives participated in the program.

The HR area has constantly updated its philosophy and systems for placing more value on each employee. For this end, it uses the most modern instruments to evaluate employee performance and remuneration policies.

In relation to the HR administration processes, special mention must be made of an activity involving the mapping of competencies which are necessary requirements needed for the adequate execution of the diverse activities at ONS. Based on this procedure ONS, through a pilot program created in 2001, developed the Competency Management Project.

Another special product is the Team Building Project. Many activities were implemented with the objective of integrating the various teams at ONS, involving a total of 99 collaborators. To complement this work, the HR area also participated in the Endo-marketing Program created by the Communications and Marketing Area that promoted several successful social events and brought together more than 2,000 people over the year.

Additionally, throughout 2001, the ONS Organizational Manual was developed and implanted in association with the Jose Bonifácio Foundation – COPPE/UFRJ Agreement, as well as the elaboration of an important publication called the Manager's Manual, which defines and describes the ONS organizational structure.

▸▸ INFORMATION TECHNOLOGY – IT

ONS operational feasibility is basically dependent on a set of IT systems and telecommunications resources. As such, during 2001, a profound reformulation of the Systems and Telecommunications Management Area was initiated. This measure was taken in order to facilitate the wide-reaching technological support offered to all ONS areas. Technical support is understood to be the set of activities that allow the use of IT systems, equipment, telecommunications resources and the diverse applications programs used within the company to attend all operational corporate and administrative needs. In 2001, ONS consolidated a modern information systems park that incorporates nearly 550 PCs and 55 servers.

The consolidation of ONS infrastructure in the areas of systems and telecommunications includes aspects associated to equipment (*hardware)*, basic *software*, information safety policies development and maintenance of applications for the administrative, corporate and operative areas, as well as making available the resources for corporate and operative telecommunications.

During 2001, ONS made important investments in the reorganization of the Information Technology Area, developing a Master Plan and implanting its recommendations. Among others, we highlight the following four major goals:

- Revision of the organization and IT management model with the implantation of the new structure of the IT area, which include business analysts and a quality auditor. The analysts are responsible for the constant verification of user needs and the implementation of optimized and integrated solutions. The quality auditor will verify that quality procedures are being observed. Thorough measuring indexes will be established to evaluate the work.

- Centralization of the coordination of all activities that involve IT which are mentioned in the Action Plan. The following have been prioritized: Implantation of computer systems associated to the Grid Procedures; the start-up and operation of the first phase of the Corporate Management System; the installation of the EDMS – Enterprise Document Management System; the consolidation of the cor-

porate systems and corporate and administrative telecommunication infrastructures; and, finally, the conception of the Management Information System for the Agents.

- Qualitative and integrated management of IT processes, conceived to permit a matrix format integration of the diverse areas at ONS through the establishing of Service Agreements among the diverse areas of infrastructure at the ONS Regional Operation Centers. In this sense, it is important to mention the creation of the Network Administrators Group, which in 2001 defined and implanted contingency strategies in case of computer breakdowns; an information safety policy; strategy and criteria for the expansion of systems resources; and a new operative telecommunication network at ONS.

- Implementation of a specific area for the management of data administration that performed an important technological support role in many areas at ONS in 2001. During the entire energy-rationing period it proved its worth by supplying the information necessary for the elaboration of status reports sent to ANEEL and the GCE. Its range of action includes integrating the diverse databases existing at ONS, as well as establishing criteria and responsibilities for up- dating of each type of data.

The importance of the data administration can be observed in the figure shown on page 63 that represents the growth of the ONS technical database.

The database concentrates the information that integrates diverse ONS applications: those related to the collection of parameters and technical characteristics of network equipment, the hydrological data records, the generation/load/interchange tracking data, the intervention and maintenance planning, the expansion and reinforcement of the Main Transmission Network and the history of the operation in general.

▸▸ CORPORATE MANAGEMENT SYSTEM

The Corporate Management System – SGC, whose first phase was consolidated in 2001, facilitated the formation of an integrated operation including all administrative areas (HR, acquisitions, etc.) and financial routines and speeded up the exchange information, automating calculations while at the same time, eliminating paperwork. Duplication of data was amply reduced and the information related to the functions that integrate the system became immediately available.

Currently, the SGC is responsible for the processing of accounting and budget information, payments, the control and accounting of trips, control of patrimony, accounts payable and the payroll. The system controls the work force, employee frequency and allows HR management. Also, it permits INTRANET access for scheduling of vacations, frequency control, and the visualizing of personal data for both employees and their dependents.

The SGC was adapted to ONS' specific needs, integrating all information into one database, thus facilitating the job of organizing data from administrative and financial processes.

The second figure shown on page 63 shows the main areas covered by the SGC.

▸▸ ELECTRONIC MANAGEMENT OF DOCUMENTS – EDMS

In 2001, the process for selecting the system to support the management of documents was carried out by the ONS Document Organization Group (GSD). The group defined criteria for the selection of *software* used to define and evaluate the systems offered by diverse manufacturers.

The implementation of the Enterprise Document Management System – EDMS or GED as known in Brazil, is being conducted with great care in order to attend all ONS needs, starting with the basic characteristics for the classification and organization of the different classes of documents necessary at ONS.

The GED is of fundamental importance for the correct and efficient administration of the company, since it allows immediate access to all documents registered in the system.

▸▸ IMPLANTATION OF INFORMATION SYSTEMS AND TELECOMMUNICATIONS INFRASTRUCTURE

The consolidation of the ONS Systems and Telecommunications infrastructure was given an important thrust forward during 2001, as a result of the goals established in the 2001-2003 Action Plan. The main aspects of this evolution were:

- Definition of the basic characteristics of the communications network and selection of a first class service provider, to supply data and voice support to the ONS operation and interconnect all Operation Centers, both owned and contracted;

- Consolidation of the data communication network to support corporate activities, including all ONS Operation Centers;

- Complementation of infrastructure for switchboards and recording devices for the Northeast and South Regional Centers;

- Contracting of the videoconference system;

- Development of a contingency plan for eventual problems in the corporate server and implantation of an information safety policy;

- Implantation of support infrastructure for the ONS technical database;

- Upgrading of ONS systems infrastructure with the acquisition of 108 PCs.

▸▸ LOGISTICS RESOURCES ADMINISTRATION

The Administration of the ONS Logistics Resources complements the activities of ONS management, acting as a facilitating agent so that all tasks in the company can be carried out with efficiency. The group of activities performed includes management of supplies, assets and installations located in the offices and Operation Centers. Especially, during the energy-rationing period in 2001, the administration area coordinated the process of energy reduction consumption, reaching the target established by the GCE, without affecting the productivity and comfort of ONS personnel.

The management of the service contracts reached a level of quality that permitted the establishment of a competitive scenario among ONS service providers. This fact resulted in a 7% reduction of costs in the existing contracts in relation to the year 2000.

▸▸ ECONOMIC – FINANCIAL MANAGEMENT

The administration of capital resources managed by ONS reached, in 2001, a value of 113 million reals. Included in this amount is the revenue resulting from the charges for the use of the transmission system and the contributions from associates. ONS which is a non-profit organization, sought to improve the rational use of those resources, counting on the support of an Administrative Management system. The system in fact assures compatibility between the budgetary and accounting records and a rigid control of expenditures, investments and fixed assets.

Special efforts were necessary to conciliate the performance of the economic – financial area due to the impact on ONS activities and the development of its Action Plan as a result of its intense participation in the management of the NIS at the time of the energy rationing.

In 2001, the ONS Financial Plan had to be re-adapted, especially in controlling expenses, in order to face the impact of the energy crisis on the financial and economic equilibrium of the associated agents and to optimize the management of capital resources originating from the charges for the use of the transmission system and the contribution of ONS member associates.

By controlling expenses, making a fiscal-financial re-evaluation of all projects contained within the Action Plan and by renegotiating contracts for goods and services allowed the efficient response to the recommendation made by the Board of Directors to stay within the budget approved by ANEEL during the exercise. The yearly budget was reduced from 140 million 616 thousand reals, approved by ANEEL Resolution 408/01, to 132 million 142 thousand reals. It was therefore possible to reduce the value initially approved for the associate member contribution from 7.5 to 6.5 million reals. Nonetheless the investments made in the period totaled 24 million 758 thousand, corresponding to 97% of the revised budget.

The financial statements that follow reflect the success of the measures taken by the economic-financial area, especially in regard to the reduction of manageable expenses and material and outsourced services while maintaining the tax incidence and the controlled, rational management of resources.

TO ASSOCIATE ONS MEMBERS AND PARTICIPANTS

The Executive Directory of the Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, in accordance with the terms and determinations outlined in the Statutes, hereby presents the Annual Administrative Report and Financial Statements for the year 2001, accompanied by an Independent Auditors Report related to the Financial Statements closing December 31, 2001.

1. ANNUAL ADMINISTRATIVE REPORT

1.1 MILESTONES

1.1.1 Management of the Electic Energy Crisis

The electric energy crisis of 2001 not only marked the history of the Brazilian society at large but also strongly marked ONS. The Operador Nacional was directly involved in facing this challenge from the very first moments after identification of this dramatic situation. In the early days of February 2001, based on the daily monitoring of the unfavorable hydrologic conditions present throughout the country, ONS alerted the Government through issuance of a technical report calling attention to the gravity of the situation and of the need for load constraint measures in the National Interconnected System – NIS. ONS was part of the Energy Crisis Management Council – GCE and actively participated proposing methodologies, realizing special studies, holding energy simulations and systematically presenting numerous routine reports concerning the operational results of the system. In this way, ONS furnished many instruments to the GCE to pilot the Energy Rationing Program implemented in Brazil.

The Operador Nacional fulfilled its institutional mission orchestrating the resources placed at its disposition by the transmission and generation companies by harmonizing the optimized hydrothermal economical dispatch keeping in mind the operative safety of the transmission network while defending the best interests of society. The situation created by a shortage of hydrologic resources demanded that ONS intensify the management of hydro plant reservoirs while complying with the multi-usage of water destined for the production of energy, water supply and navigation as well as environmental needs. All this demanded close interaction with the Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL and the Agência Nacional de Águas – ANA, federal and state organs and with associate agents whose participation in the management of the energy crisis was fundamental to the success of the Rationing Program.

The programming and planning operation studies as well as the actions developed in real time by ONS were responsible for producing the best supply plan compatible with the requirements of the regions the faced the most adverse conditions. This is the case of the expressive supply of energy from the North Region which allowed slight modifications in of the Rationing Program to which the consumers in the Northeast Region were subjected.

During the energy crisis management of the National Interconnected System – NIS, a new challenge appeared: to inform society, in clear language accessible to the general public, of the complex and technical issues of the energy crisis. In relations with the Press, it was necessary to conduct a process of information transference including everything from the electric system characteristics to the transport and production of energy and including such topics as market behavior, reservoir management, the importance of rainfall, the limitations of the transmission system and many other important questions which make up the energy crisis scenario. The **ons.org.br** site proved to be a powerful communication tool. By offering precise and permanently updated information on reservoir water levels, guide-curves, economy and consumption of electricity, the ONS Internet address became an obligatory reference source for the Press and economic analysts. The efforts to make the NIS operation coordination both transparent and comprehensible was rewarded by acknowledgment from the Press and society which embraced, in a socially conscience manner, all efforts to economize electric energy. All this was fundamental to the success of the energy-rationing program.

1.1.2 Management of the Action Plan - 2001/2003

Even with the expressive demands represented by the involvement in the energy crisis management, there were significant results in the execution of the permanent activities and the projects contemplated in the Plan, among which the following aspects are highlighted.

The conclusion of the Grid Procedures that define the rights and responsibilities of ONS in its activities ; they were developed with the participation of distribution, transmission and generation agents. These procedures constitute a set of rules and criteria to be approved by the ONS Administration Board and by ANEEL. Because of the inherent technical complexities and the interaction necessary for their conclusion, the text sent to ANEEL was one of the major results achieved in 2001.

Actions realized in the operation area aiming at better quality and safety standards in power supply focused on improving operational procedures, upgrading technological resources and the progressive evolution of professional skills.

For the adequate organization of real time operation, based on guidelines established in the operation programming activities, a total of 586 Norms and Instructions were revised and implanted in relation to operational routines. Besides the constant efforts made to optimize the integrated operation of the National Interconnected System it is important to highlight the coordination and clearance of more than 25 thousand requests for intervention in the transmission network. These special requests included 4,614 solicitations for maintenance procedures and equipment testing. The disturbances that demanded action on the part of ONS totaled 147 throughout the year that gave origin to 115 complete analyses of these occurrences.

Among the post-operation activities, special routine structures were created for the elaboration of the weekly report entitled “The Electro-energetic Weekly Evaluation – North, South, Northeast, Midwest and Southeast Regions”. This Report was issued issued primarily for the GCE – the Electric Energy Crisis Management Council for formulating presentations, editing reports and data treatment processes that were all automated. Methods and procedures to perfect the tracking of the levels of water storage capacity at reservoirs and load levels from different areas of the country were also developed.

Furthermore, a system denominated “Daily Analyses of Energetic Optimization” was implemented for the purpose of identifying alternatives to maximize the exploitation of the energy resources of the National Interconnected System.

In order to answer the various questions and requests for information from government organs, the press and segments from the society, especially during the energy crisis, a special file was organized containing legal and technical documents accumulated over the last ten years related to the NIS operation. This file served as a database used many times to source information for answering the multitude of questions presented to ONS.

To comply with the dispositions of the Operative Agreement between ONS and MAE, the Wholesale Energy Market, routine procedures were established to keep track of the service availability of generator units, international interconnections, sub-market connections and analysis of hydrologic data.

The CNOS/COSR-N, operations control centers program was concluded and implemented to gather information related to the generator unit activities. This program permits the creation of data files for the Wholesale Energy Market administration.

The upgrading of the Supervision and Control Systems installed in the ONS Operation Control Centers resulted in major advances in 2001 among which the following aspects are highlighted below:

- The consolidation of the supervision and control system at the National Control Center starting with the implantation and training of operators in the use of network analysis functions. These functions expand the ONS capacity to observe the electric system through network correction and estimation parameters. ONS promoted an extensive training program for their control center operators to better utilize the modern network analysis tools.

- The implantation of new technology in the Supervision and Control System at the Southeast Regional Operation Control Center was initiated. This technology substitutes older systems that were inherited with the Centers in the early ONS formation period. New technology was also developed together with CEPEL and implemented in the Communication Processors that permit the interconnection of new Agents to the system by utilizing any standard protocol.

- The modernizing of the Supervision and Control Systems at the Operation Centers in the Northeast, North and South Regions began in April 2001 with the signing of a contract with ALSTOM. This process coincided with the purchase of new equipment for all three centers and the installation of two new development platforms that include extensive training programs for the professionals at ONS. At the present time, work is in the final stages at two of the centers and at the Northeast Region Operation Center the new developments have been completed and are in the initial operative stage.

Through an agreement celebrated with EPRI (Electric Power Research Institute) and with CEPEL, ONS has been implanting a recently created Common Information Model – CIM at the National Operation Center - CNOS in Brasilia. By using international standards, this model will simplify inclusion of new applications produced by various companies. In 2001 the model was implanted and tested on a reduced scale in order to evaluate its potential effectiveness. The next stage in the work is the expansion of the database and the installation of a Simulator for training future CIM operators in the utilization of this kind of high tech-tool at the CNOS.

The ONS Technical Database proved to be one of the major sources of information supporting Operation, Planning and Programming activities. The Database allied to the Historic Information System - (DOCS-12), also furnished important information for the management of the Energy Rationing Program and the elaboration of reports to the Federal Government's GCE – The Electric Energy Crisis Management Council. The Technical database has proven itself as being a fundamental link uniting all the information files and technical applications at ONS. At this time, more than five years of facts and figures related to the NIS operation are stored in the technical database totaling more than 30 million bits of information recordings in the Historical Information System.

As part of the policy for continuous improvements in the processes and professional skills, real time operations ISO 9000 certificates were issued, audited and renewed at the Operation Centers both owned and contracted by ONS.

In the operation planning and programming area, special events were highlighted such as the work realized in the elaboration of methodologies, criteria and special studies related to the energy supply as well as the establishing of Guide Curves and goals for the contracting of emergency thermal plants which greatly contributed to the success of the Energy Rationing Program conducted by the GCE.

During 2001, several special studies were made to determine the limits of transmission among areas and regions in the system so as to permit the building of operation strategies for optimizing the use of the available energy resources at hydro power plants in the NIS. The aim is to best explore the complementary hydrologic behavior among the diverse basins and the rainfall seasonal differences.

The implementation at ONS of a weather information system integrating various sources of data from satellite images, meteorological data, weather and precipitation forecasting models increased the quality of inflow forecasting in the various basins in the National System assuring greater precision and reliability of the studies realized during the rationing period.

In regard to the management of reservoirs in the system, it is important to mention the joint efforts made by ONS, and teams from ANEEL, CESP, CGEET and the Secretaries of Transport and Energy of the State of São Paulo formulating solutions involving navigation activities in the Tietê-Paraná river system which is affected by the operation of hydro plants installed in the these basins.

In 2001 specialized pre-operational studies were carried out regarding the entrance in operation of new hydro and thermal plants and important transmission interconnections such as the Santa Clara, Manso, Itiquira, Lageado and Machadinho hydro plants, Nova Piratininga, Eletrobolt, Macaé Merchant thermal plants and Transmission Lines 440kV Taquaruçu - Assis - Sumaré, 525kV Campos Novos – Blumenau and the 2º transformer 500/440kV at Água Vermelha.

Reservoir filling studies were also conducted for the Lajeado and Machadinho hydro plants taking into consideration the impact on energy supply, the environment and the multi-use of water resources.

ONS coordinates clearance procedures for the maintenance of transmission and generation equipment based on requests for shutdown prepared by the respective owners of these facilities. More than 8,520 off-line requests were authorized for transmission components, all of which first required careful analysis in order to ensure the continuity of the energy supply especially during the difficult days of the rationing period. ONS must always keep in mind both the safety of the electric network operation and at the same time attend equipment maintenance requirements.

The guarantee of reliability and safety of the NIS operation was the result of a series of activities that included:

- Revision of the transmission limits between areas and regions taking into consideration new criteria and new risk levels;

- Revision of controller adjustments at the major existing NIS generation plants as well as at new installations;

- Revision/conception of new Emergency Control Schemes – ECE and Safety Control Schemes - ECS. Until now, ECS systems have been implanted at Adrianópolis, Jaguara and Brasilia Sul. The ECS systems set up at Itumbiara and Bandeirantes are in the final phase of commissioning and the ECS at Assis is in the project and building stage;

- Revision of protection adjustments to avoid loss of synchronism in the North/South and South/Southeast interconnections.

The upgrading of the Newave model and the conclusion and validation of the Decomp model will give all agents the ability to completely reproduce the results of the Monthly Operating Program, thus improving ONS planning and programming activities.

SIPPOEE, an integrated operation planning and programming system continued under development. This system will allow control of the IT programs used in the chain of planning and programming processes utilized in the operation of the system, all of which will use a shared and common database. The Newave and Decomp models as well as the inflow and energy load forecasting programs have been incorporated into this system.

In the transmission administration area, more than 70% of the projects proposed in the Expansions and Reinforcements Program for 2001-2003 are underway. These projects will add more than 10,400 km of transmission lines to the NIS as well as 19,128 MVA of installed capacity.

A specific methodology was established for the evaluation and the quantifying of energy reliability gains resulting from the anticipation of new projects principally in regard to the regional interconnections that will create significant synergy gains in the National System.

In order to process inquires for new access to the Main Transmission Network from sector users, ONS forwarded 30 Access Reports to ANEEL for approval of which 90 % were for connection request made by new power plants.

For the calculation of transmission services and charges, ONS issued more than 33.400 credit and debit bills involving 74 agents in transactions totaling nearly R$ 2.31 billion. In 2001, 76 transmission contracts were celebrated of which 8 were related to new service modalities such as the sharing of installations, cession of rights and obligations and contract recission measures.

Concerning the issue of energy quality management, o ONS defined the indicators to be monitored and elaborated the functional specification for the management system that will govern the energy quality issue throughout the NIS.

ONS also assumed responsibility for the implementation and management of the Metering System for Billing in the NIS. This is a vital element to aid the efficient functioning of the Wholesale Energy Market – MAE in accounting and settlement procedures as well as for ONS in the calculating of service charges for the use of the transmission network.

In the area of corporate management, some highlights are worth noting. In March of 2001, the Director IT Plan was elaborated and approved for the period 2001 to 2003 which established six main goals: 1) Revision of the IT management model; 2) Alignment of the ONS Plan of Action with the initiatives of IT planning; 3) Integrated quality management of all IT processes; 4) Implantation of a specific area responsible for the administration of data; 5) Implementation of a methodology to conduct software development and; 6) Implementation of the architecture for the entire information system at ONS.

The year 2001 also saw the conclusion of the first stage of the Corporate Management System at ONS. All routine administration, financial and human resource procedures have been integrated permitting a rapid exchange of information among all administrative areas. Calculations were for the most part computerized so as to eliminate timely paperwork, and wasteful redundancies. The system now provides fast, efficient on-line information for all users.

Personnel qualification and training programs were covered by a budget investment of R$ 860,000.00, which represented an average of 53 hours of training per employee over the year. The Trainee Program implemented in 2001 has shown to be an excellent way to capture young and highly prepared new talents for the electric sector by forming a talent bank in order to attend the growing need for professionals not only at ONS but also throughout the electric sector itself.

Through the Action Plan approved and ratified by the regulatory agency, ONS works according to directives, programs and projects focusing on constant improvement in instruments and operational procedures necessary for the optimizing of the energy supply in the National Interconnected System.

The ONS Action Plan for 2002/2004 was elaborated based on a prospective vision of the prime challenges and operational directives aiming at the development of projects and the execution of daily routines and procedures in which all company professionals are involved under the leadership of its Executive Directory and Administrative Board. In this way, ONS has been consolidating its presence in the new Brazilian electric energy sector model.

1.2 ECONOMIC – FINANCIAL ASPECTS

The ONS Economic-Financial Plan for 2001 was elaborated in consonance with the actions contemplated in the Action Plan, detailing the necessary resources for covering the operational fixed costs related to the adequate working of the company. The Plan also considers the investments needed to cover Costs and Investments related to up-grades of existing corporate structures and successful compliance with all company attributes.

1.2.1 ONS Budget

The budget approved by the Administrative Board in December 2000, related to the year 2001, was ratified by ANEEL through Resolution 408, on October 04, 2001 in the amount of R$ 140,616,000.00.

In view of the energy crisis that brought into play a series of economic and financial difficulties among the ONS associate members, in October of 2001, in attendance of an orientation received from the Administration Board, the company revised its budget re-evaluating all activities and projects underway considering the following points:

- Evaluation of physio-economic aspects of all projects underway cited in the Action Plan;
- Re-evaluation and re-negotiation of existing goods and service contacts;

The revision resulted in a reduction of the global budget value to R$ 132,141,000.00 which was submitted to ANEEL for approval on October 25, 2001. In the period of 2001, ONS managed to present a utilized budget total of R$ 127,832,000.00 which represented a decrease 9,1% in relation to the original budget approved by ANEEL.

To assure the feasibility of the 2001 budget, besides the revenues resulting from charges for the use of the transmission network, services and associate members' contributions, loans were also contracted additional to the inclusion of funds generated from financial applications made in the period.

1.2.2 Charges for the Use of Transmission

ONS revenue for 2001 was defined by ANEEL, through Resolutions 167/2000, dated May 31//2000, for the period of January to May 2001 and 244/2001, dated June 28/2001, for the balance of the year.

During the year, ONS maintained a policy of revenue modulation keeping in mind company commitment's with permanent and current costs. This resulted in major benefits since the actual outlay made for taxes was indeed very close to the projected value. In the period, the amount of revenue collected from invoicing was in the order of R$ 105,549,000.00.

1.2.3 Contributions by Associates

The annual value, initially approved in the budge, regarding contributions to ONS by its associate members amounted to R$ 7,500,000.00. As in the previous period, this value was considered in accordance with the previsions in Article 28 of ONS Statutes and is part of the group of accounts to be found under Assets, in the account entitled "Reserves For Application in Investments".

In the budgetary revision submitted to ANEEL, the value of the contribution was reduced to R$ 6,500,000.00 of which R$ 6,449,000.00 was actually invoiced due to the cancellation of the billing to Energy Works do Brasil Ltda.

The cancellation resulted from alterations made in the chronograms for the implantation of Co-generation Centrals at the Energy Works Rhodia, Santo André and Paulínia, authorized through Resolutions ANEEL 461 and 462, dated October 29/2001.

1.2.4 Capture of Resources

On April 19/2001, ONS celebrated a loan contract in foreign currency with the Banco do Brasil S.A. – BB, with resources coming from a credit line firmed between the BB and the Société Générale.

The loan was made to cover the purchase of national and imported goods and services as part of the project to modernize the Regional Operation Centers in the North, South and Northeast regions, composed of 3 Supervision and Control Systems -SSC, acquired from ALSTOM BRASIL LTDA and ALSTOM T&D S.A.

The total value of the financial operation, in EUR was 5,424,600.00 and included national and imported goods and services and insurance contracted with the Societé Generale and the Compagnie Française D'Assurance pour le Commerce Extérieur – COFACE. The amount also includes the 5,92% p.a interest rate, applied to the no-payback period that will be automatically incorporated to the balance owed.

The loan will be repaid in 12 successive semester payments to start in March of 2003.

At December 31, 2001, a total of EUR 598,600.00 had been disbursed which include the purchase of goods and services in the amount of EUR 590,800.00 and EUR 7,800.00 relative to the incorporation of accrued interest.

1.2.5 Other Resources

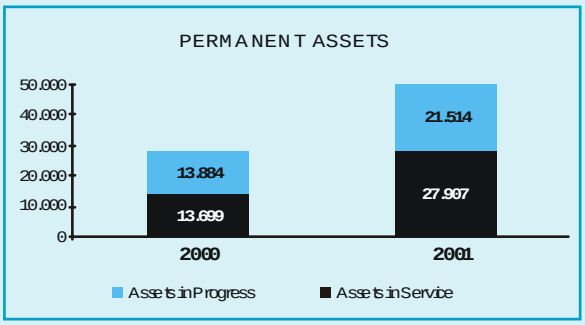
In 2001, capital resources resulting from financial applications were also utilized as part of the program to make the budget viable.

On December 31, 2001, the balance of applications realized in the financial markets amounted to R$ 5,431,000.00, significantly less than the amount for the fiscal year before as a result of utilization of funds for the execution of investment programs and continuity of the of revenue modulation policy.

As part of the ONS financial plan, as in the previous year, a conservative policy was followed in regard to application of available revenues. Investments offering fixed income were given priority, choosing the best quotations in relation to CDI variation rates.

1.3 ONS ASSETS

The total value of ONS current and permanent assets, on December 31, 2001 was reported to be R$ 49,421,000.00, superior by 79% in comparison to the same period in the previous year. Of this total, R$ 21,514,000.00 are in service and R$ 27,907,000.00 are current. The graph shown below illustrates the composition of Assets.



1.3.1 Investment

ONS made investments in the order of R$ 24,758,000.00 to develop the company Action Plan - 2001/2003, destined mainly to finance the following programs and activities ;Improvement of the Programming and Operation processes, Increasing the Safety, Control and Observation Capacity within the NIS, Improvements in the Implementation Processes for Management and Infrastructure.

The expansion of Permanent Assets in 2001, resulted from investments realized, of which, a parcel was already incorporated in the Assets in Service, deductions relative to depreciation and from adjustments carried from previous exercises consigned in the Balance.

1.3.2 Transference of Operation Centers - COS

The transference of the ELETROBRAS and controlled companies Operation Centers – COS, to ONS is in the final stages, according to Law 9648/98. For this, effect, ELETROBRÁS is preparing an official term to the Minister of Mines and Energy requesting approval of the transference by means of a purchase and sale contract celebrated between the parties in which a form of payment will be stipulated.

The procedures for the transference of the COS belonging to ELETROBRAS controlled companies have already been approved by ANEEL. The assets involved will be transferred based on their book value calculated on the date of the actual transference. The assets belonging to ELETROBRAS will be previously evaluated before proceeding with their transference based on market value.

1.4 FINANCIAL RESULTS

In 2001, ONS obtained a negative result amounting to R$ 432,000.00 in comparison with R$ 2,090,000.00 registered for the previous exercise. This signifies a significant improvement in the leveling of revenues and expenses characteristic of non-profit corporate structures. To achieve this effect, various aspects were considered such as budget revision as recommended by the Administrative Board, a policy of revenue modulation all through the exercise and the implantation of the first steps of the new Corporate Management System, all permitting an increased control of company expenditures.

1.4.1 Operational Revenue

The ONS Net Operational Revenue in 2001 was R$ 96,318,000.00, superior to the same item over the previous year as shown in the Table below:

(in R$ 1.000)

ITEM	2001	2000
Gross Operational Revenue	105.549	83.597
Deductions from Revenue	9.231	7.405
Net Operational Revenue	96.318	76.192

1.4.2 Operational Expenses

Operational expenses presented an increment of 18% in relation to the previous exercise, principally resulting from the evolution in personnel costs. This was mainly due to an increase in the number of employees which grew from 476 to 503, a salary adjustment of 6% in September as well as a gratification equivalent to another monthly salary made in October and finally from the increments made to cover the inclusion of a Health Plan and welfare benefits in 2001.

The expenditures to cover costs with third party service providers remained at the same level in relation to the previous exercise and reflect the development of technical support systems and ONS management programs as well as the energy-rationing program.

1.4.3 Financial (Expenses) Revenues

The financial result in the exercise was negative by R$ 4,792,000.00, an amount significantly inferior to 2000, as a result of the reduced availability of resources for financial applications and the appropriation of charges and monetary adjustments made to the ELETROBRAS loan.

Financial revenues were appropriated in the amount of R$ 2,726,000.00, of which R$ 1,696,000.00 refers to income from financial market applications.

Financial expenses reached the amount of R$ 7,518,000.00, of which R$ 7,503,000.00 refer to charges for the ELETROBRAS loan and R$ 15,000.00 relative to bank expenses.

1.5 SPECIAL THANKS

The ONS Administration wished to extend its special thanks to the federal authorities, to ANEEL and to its associate members and participants for their support and trust manifested throughout the year. Thanks are also extended to the Administrative Board and especially to the Fiscal Board for their dedication to the work performed by their staff and contracted personnel who greatly contributed to the success of the company actions and projects undertaken during 2001.

Mario Fernando de Melo Santos
President-Director

Heitor Gontijo de Paula
Director

Carlos Ribeiro
Director

Hermes Jorge Chipp
Director

Roberto Gomes
Director

Roberto Murga da Silva
Financial Area

José Carlos Pacheco
Accountant
CPF 040.525.287.00
CRC-RJ 023015-0/6

2. FINANCIAL STATEMENTS, YEARS ENDED 31 DECEMBER 2001 AND 2000

2.1 BALANCE SHEET - ASSETS

(In thousands of Reals)

	2001	2000
CURRENT ASSETS		
Cash and banks	3.965	1.345
Financial applications	5.431	14.529
Charges for the use of transmission	10.761	4.442
Associate member contributions	31	368
Inventories	7.167	6.050
Others	227	72
	27.582	26.806
PERMANENT ASSETS		
Property and equipment	49.421	27.583
Deferred charges	2.927	3.280
	52.348	30.863
Total Assets	79.930	57.669

The notes are an integral part of these financial statements.

2.2 BALANCE SHEET - LIABILITIES

(In thousands of Reals)

	2001	2000
CURRENT LIABILITIES		
Suppliers	11.900	1.983
Payroll	10	1.424
Long-term debt	6.958	696
Taxes and social contributions	2.843	1.750
Estimated obligations	4.293	4.982
Diverse creditors	298	376
	26.302	11.211
LONG-TERM LIABILITIES		
Shor-term debt	28.283	27.356
SHAREHOLDERS' EQUITY		
Investment fund reserve	25.345	19.102
Total Liabilities	79.930	57.669

The notes are an integral part of these financial statements.

2.3 STATEMENT OF PROFITS - YEARS 2000 AND 2001

(In thousands of Reals)

	2001	2000
Operating revenues		
Transmission charges revenues	105.549	83.597
Value-added taxes	(9.231)	(7.405)
Net operating revenues	96.318	76.192
Operational income (expenses)		
Personnel	(51.687)	(40.713)
Material	(1.154)	(1.425)
Third party services	(28.328)	(28.813)
Depreciation and amortization	(3.001)	(1.768)
Taxes and contributions	(664)	(505)
Others	(7.131)	(4.562)
	(91.965)	(77.786)
Service Result	4.353	(1.594)
Financial Result		
Income from financial applications and others	2.726	4.815
Debt charges and others	(7.518)	(5.364)
	(4.792)	(549)
Operating profit	(439)	(2.143)
Non-operating profit	45	53
Income before income tax and social contributions	(394)	(2.090)
Social contributions	(14)	-
Income tax	(24)	-
Deficit for the year	(432)	(2.090)

The notes are an integral part of these financial statements.

2.4 STATEMENT OF CHANGES IN SHAREHOLDER EQUITY FOR YEARS 1999, 2000 AND 2001

(In thousands of Reals)

	Resources for investment applications	Investment reserve fund	Total
Balance - December 31, 1999	-	13.692	13.692
Contributions from associates	7.500	-	7.500
Deficit for the years	-	(2.090)	(2.090)
Transfer to investment reserve	(7.500)	7.500	-
Balance - December 31, 2000	-	19.102	19.102
Previous years adjustments	-	226	226
Contributions from associates	6.449	-	6.449
Deficit for the year	-	(432)	(432)
Transfer to investment reserve	(6.449)	6.449	-
Balance - December 31, 2001	-	25.345	25.345

The notes are an integral part of these financial statements.

2.5 STATEMENTS OF RESOURCE ORIGINS AND APPLICATIONS

(In thousands of Reals)

	2001	2000
RESOURCES ORIGINATING		
From these operations:		
Deficit of the year	(432)	(2.090)
Expenses (income) not affecting working capital:		
Depreciation and amortization	3.001	1.768
Interest on long-term	3.271	
Net monetary variation on long-term	3.351	
	9.191	(322)
From other sources:		
Loans and Financing	1.230	27.820
From associates:		
Resources for investment applications	6.449	7.500

Total	16.870	34.998
FUNDS USED		
Permanent assets:		
Increase in permanent assets	24.759	19.698
Increase in deferred assets	552	1.928
	25.311	21.626
Long-term non-current transferred to current assets		
Loans and Financing	6.924	464
Total of applications	32.235	22.090
Reduction/increase of net current assets	(15.365)	12.908
Represented by:		
Current assets	27.582	26.806
Current liabilities	(26.302)	(11.211)
Less - initial net current assets	(15.595)	(2.687)
Adjustments for previous exercises	(1.050)	-
Reduction/Increase in current assets	(15.365)	12.908

The notes are an integral part of these financial statements.

3. NOTES TO THE FINANCIAL STATEMENTS AT DECEMBER 31 AND 2000

(in thousands of reals)

3.1 NOTE 1 - OPERATIONS

The Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, in terms of its Statutes, is a non-profit private civil association constituted on August 26, 1998 based on Law nº 9.648 of May 27, 1998, that also defines company attributions.

ONS shall be of indeterminate duration, having as object to:

- Promote the optimization of the electro-energy operating system, aiming for lower system costs, the criteria of reliability found in the technical standards and market rules.
- Ensure that the agents of the electric sector have free and non-discriminatory access to the Main Transmission Network.
- Contribute, according to the nature of its activities, so that the expansion of the energy system is less costly, aiming at better operating conditions in the future.

Associate and participating members constitute the ONS Administrative Board. Associate members are represented by generation agents with centrally dispatched power plants, transmission agents, importer and exporter agents, distribution agents and free consumers under conditions defined as per corporate statutes. Additional participating members of ONS Administrative Board are the Government Authorities, represented by one delegate from the Ministry of Mines and Energy and representatives from the Consumers Boards.

ONS does not own generation, transmission of energy distribution assets, and is unable to practice the purchase and sales of electrical energy.

ONS has as its main source of revenues, part of the charges for the use of the transmission system. Contributions from the associate members made proportionately to the number of votes in the General Assembly, are utilized as resources for application in investments.

In case of the entity's dissolution, the destiny of its assets shall be decided by the General Assembly, after having first heard the Ministry of Mines and Energy and the Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL on the matter.

3.2 NOTE 2 – PRESENTATION OF THE FINANCIAL STATEMENTS

The financial statements have been prepared and presented in accordance with the accounting practices provided for in Brazilian corporate legislation. Regarding the norms of the Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, the norms defined by Resolution nº 23, January 28, 2000 were adopted.

3.3 NOTE 3 – PRACTICAL ACCOUNTING PRINCIPLES

The practical accounting principles adopted in the preparation of the financial statements may be summarized as follows:

Recognition of inflationary effects

Only effects of monetary variation on assets and liabilities indexed with respect to legal and contractual dispositions were reflected.

General evaluation criteria

a) Current assets

The financial investments are registered based on the original values, added by the gains registered until the balance date.

The contribution of the associates is evaluated after being deducted from the provision of probable loss for its performance.

The Taxa Selic, in accordance with the effective tax legislation, updates taxes and compensatory contributions.

b) Permanent Assets

Property and equipment is registered according to the acquisition cost and the deferred according to incurred costs. The depreciation and amortization are calculated according to the linear method, based on annual taxes, respectively mentioned in Notes 6 and 7.

c) Current and non-current liabilities

Loans and financing are readjusted according to monetary variations, and the appropriate interest incurred up to the balance date (see Note 10). The other obligations of the entity are registered according to the known or calculated values, increased when applicable by the corresponding charges and monetary variations incurred.

d) Results of the year

The revenue and expenses are registered according to the competence regimen of the year.

The result referring to the activities of the entity is incorporated to shareholders' net equity at the end of each corporate year.

The provisions for income tax and contribution social are constituted over the amount of taxable profit, adjusted by the additions and exclusions due to relevant legislation, in accordance with the effective rates (income tax and additional – 25 % and social contribution – 9%).

3.4 NOTE 4 – FINANCIAL INVESTMENTS

Financial investments are basically represented by the Bank Depositary Certificates – CDB and Banco Central Papers – NBC-e, in accordance with the statement below:

	2001	2000
Bank Depositary Certificates:		
Banco BNL do Brasil S.A.	-	6.721
Banco Alfa de Investimento S.A.	3.561	2.163
Banco Safra S.A.	1.010	1.300
	4.571	**10.184**
Banco Central Papers:		
Banco Real S/A	860	-
National Treasurey Notes	-	4.327
Other applications (Banco do Brasil S.A.)	-	18
	5.431	**14.529**

3.5 NOTE 5 – ASSOCIATES' CONTRIBUTIONS

	2001	2000
Contribution	37	368
Prevision for doubtful liquidation credits	–6	-
	31	**368**

3.6 NOTE 6 - PERMANENT ASSETS

	Annual Rate of Depreciation	2001	2000
Permanent Assets in service			
Intangibles		4.731	2.478
Machines and equip.		16.985	10.024
Vehicles		26	26
Furniture and fixtures		2.956	2.577
		24.698	**15.105**
(-) Depreciation			
Intangibles	20%	(863)	(351)
Machines and equip.	10%	(1.848)	(620)
Vehicles	20%	(16)	(10)
Furniture and fixtures	10%	(457)	(240)
		(3.184)	**(1.221)**
		21.514	**13.884**
Assets in progress			
Intangibles		19.870	11.244
Machines and equip.		2.985	1.006
Studies and Projects		3.467	1.377
Anticipations to suppliers		1.585	-
Others		-	72
		27.907	**13.699**
		49.421	**27.583**

With the publication of Resolution 23, dated January 28, 2000, which approved the Accounting Plan to be used by ONS, the rates for depreciation for computer and telecommunications equipment was established as 10% p.a (as compared to 20% p.a. as previously utilized). All other rates remained the same.

3.7 NOTE 7 - DEFERRED ASSETS

	Annual rates - Amortizations	2001	2000
COSTS			
Pre-operational expenses		1.416	1.416
Improvements to third party assets		3.326	2.930
		4.742	**4.346**
(-) Accumulated Amortization			
Pre-operational expenses	20%	(850)	(566)
Improvements to third party assets	20%	(1.123)	(500)
		(1.973)	**(1.066)**
Deferred assets in progress		158	-
		2.927	**3.280**

3.8 NOTE 8 – INSURANCE

In accordance with Company Statutes, ONS may not own generation, transmission or distribution assets. The main assets are insured for a total premium of R$ 7,207,000.00, for a one-year term, with a total premium of R$ 24,000.00. The properties under lease contracts or belonging to third parties totaling R$ 15,588,000.00 are insured for one year with total premium of R$ 57,000.00.

3.9 NOTE 9 – TAXES AND SOCIAL CONTRIBUTIONS

	2001	2000
Taxes		
Income Tax	963	427
Service Tax	402	155
Cofins	247	103
Pis	54	22
	1.666	**707**
Social Contributions		
INSS Social Security	764	705
Labor Union Contribution	16	9
Education Contribution Tax	58	3
FGTS	339	326
	1.177	1.043
	2.843	**1.750**

3.10 NOTE 10 - LOANS AND FINANCING

a) Composition:

	2001			2000		
		Principal			Principal	
	Charges	Current Assets	Long Term	Charges	Current Assets	Long Term
National Currency						
Eletrobrás	56	6.902	27.054	232	464	27.356
Foreign Currency						
Banco do Brasil	-	-	1229	-	-	-
Total	**56**	**6.902**	**28.283**	**232**	**464**	**27.356**

b) The ELETROBRÁS loan is subject to the IGP-M variation plus interest and an administration fee of 10% and 2% per year, respectively. The due date of the last installment is November 30, 2006.

c) The Banco do Brasil S/A loan, using a credit line from the same institution along with the Banc Société Generalle, is subject to exchange rate variations including:

- Financing rate of 5.92% p.a;
- COFACE 8,47%;
- Income tax of 15%;
- Re-pass Commission of 1.5% p.a;
- Commitment Commission of 0.25% p.a;
- Administration Commission of 0.25%.
- Amortization: in twelve consecutive semester installments starting March/2003 until September/ 2008.
- Loan in foreign currency equivalent to EUR 599 thousand, accountable in long term non-current liabilities (loans).

3.11 NOTE 11 - ESTIMATED OBLIGATIONS

	2001	2000
Prevision for vacations and social charges	3.484	2.921
Prevision for services rendered	161	1.407
Prevision for rent and administration expenses	610	654
Income tax and CSSL	38	-
	4.293	**4.982**

3.12 NOTE 12 - DIVERSE CREDITORS:

	2001	2000
Private Pension Fund	277	319
Others	21	57
	298	**376**

3.13 NOTE 13 - COMPLEMENTARY PENSION FUND:

ONS sponsors a private pension fund for its employees, which is managed by the ELETROS pension fund. ONS contributes with a maximum of 5% of its net payroll, having contributed in this exercise with R$ 1.122 thousand, equivalent to 4.19% of its annual payroll. In order to complement the pension fund, a life and accident insurance plan is provided, also in a contribution partnership with the employees, in the cost of the policy. ONS covers the cost with 1.5% of its net payroll. In this exercise the contribution was R$ 286 thousand, equivalent to 1.07% of the annual payroll. The other benefit that is managed by ELETROS is complementary Employee Sickness Compensation. In this case, the cost is exclusively absorbed by ONS; the respective provisioning is 0.5% of the net payroll. This benefit cost ONS in this exercise a total of R$ 160 thousand, equivalent to 0.60 % of the annual payroll.

3.14 NOTE 14 – ADJUSTMENT OF PREVIOUS EXERCISES

Refers to adjustments made in previous exercises in the net amount of R$ 226 thousand, resulting from errors made during the implantation and processing of the Corporate Management System: R$ 824 thousand related to permanent assets and R$ 1,050 thousand referring to the operation of accounts pertaining to social charges for vacations, 13th salary bonus and suppliers.

INDEPENDENT AUDITORS REPORT

To
The Administrators of the
Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS

1. We have examined the ONS equity balances taken on 31 December 2001 and 2000 and the respective financial demonstrations results, changes in net equity and the origins and applications of resources for the exercises ended on those dates, elaborated under the responsibility of your administration. Our responsibility is to express an opinion on those financial statements.

2. Our examination were conducted in accordance with auditing norms and included: a) the planning of the work effected, considering the relevance of balances, the volume of transactions and the accounting system and internal controls of the Entity; b) the assessment, based on tests, of the evidence and regimes that support the issued values and accounting information; and c) the evaluation of the most representative practices and accounting estimates adopted by the administration of the Entity, as well as the presentation of financial statements taken as a whole.

3. In our opinion, the aforementioned financial statements adequately represent, in all relevant aspects, the equity and financial position of ONS on 31 December 2001 and 2000 and the result of its operations the changes in its liquid equity and the origins and application of its resources referring to the exercises ended on said dates, in accordance with the accounting practices originating from Brazilian corporate legislation.

Rio de Janeiro, 01 March 2002

BOUCINHAS & CAMPOS S/C Auditores Independentes
CRC-SP-5.528/O-2-S-RJ

Sérgio Bastos Estruc
Contador-CRC-RJ-20.078/O-2

FISCAL BOARD REPORT

The members of the Fiscal Board, using their statutory attributes, while examining the financial statements presented, relevant to the exercise of 2001, and considering the final examination carried out, for which they based their study on the report provided by BOUCINHAS & CAMPOS AUDITORES INDEPENDENTES, recommend to the associated members and participants, the approval of the former, along with the Administrative Report, as they have been judged to be in accordance with the existing accounting and legal practices, adequately reflecting the Company's situation on 31 December 2001.

Rio de Janeiro, 18 March 2002.

Adalberto José de Campos Filho

Hélio Lopes Carvalho

Márcio Nascimento Magalhães

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO

RELATÓRIO ANUAL 2001

COORDENAÇÃO
Assessoria de Comunicação e Marketing do ONS

CRIAÇÃO
Contemporânea

EDIÇÃO
Insight Engenharia de Comunicação & Marketing

FOTOS
Marcelo Carnaval
Arquivo ONS
Agência Tyba (pág. 37)

TRADUÇÃO
Wordmagic

ONS 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